

引用格式:何海燕,刘先山,耿少阳,等.基于渗流-温度双场耦合的油藏型储气库数值模拟[J].油气藏评价与开发,2023,13(6):819-826.

HE Haiyan, LIU Xianshan, GENG Shaoyang, et al. Numerical simulation of UGS facilities rebuilt from oil reservoirs based on the coupling of seepage and temperature fields[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 819-826.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.06.013

基于渗流-温度双场耦合的油藏型储气库数值模拟

何海燕¹,刘先山²,耿少阳²,孙军昌³,孙彦春¹,贾倩¹

(1. 中国石油冀东油田公司,河北唐山 063200;2. 成都理工大学能源学院,四川成都 610059;
3. 东北石油大学环渤海能源研究院,秦皇岛河北 066004)

摘要:调峰保供是储气库的职能,建库指标的精确预测,事关新钻井数量和投资。复杂断块油藏改建储气库后,多周期高速采过程均为油气水三相流动,油、气高压物性参数受温度影响极大,在进行复杂断块油藏型储气库数值模拟时,若忽略冷气注入温度场扰动和高速非达西附加压力损失,可能会导致储气库数值模拟指标预测精度降低。为提高指标预测精度,以复杂断块油藏型储气库为例,结合流体黏温及高速非达西实验,建立了渗流-温度双场耦合数学模型。基于有限体积法(FVM),在空间上采用两点通量近似方案(TPFA),在时间上采用后向(隐式)欧拉格式对模型进行离散求解。高精度拟合了衰竭开发阶段区块、单井物质平衡及压力,实例开展了储气库运行指标敏感性分析。结果表明:冷气注入温度场扰动、高速非达西效应分别是累产油、气量误差的主控因素;井控温度范围随注气速度增加呈对数上升,油气相渗流能力大幅下降时水相渗流能力反而上升,使得采出液量增多、地层压力下降;高速非达西附加压降造成天然气注入后部分采不出,随着储气库多周期运行,天然气储量及压力逐渐增加。

关键词:油藏型储气库;高速非达西效应;温度场扰动;渗流-温度双场耦合;数值模拟技术

中图分类号:TE822

文献标识码:A

Numerical simulation of UGS facilities rebuilt from oil reservoirs based on the coupling of seepage and temperature fields

HE Haiyan¹, LIU Xianshan², GENG Shaoyang², SUN Junchang³, SUN Yanchun¹, JIA Qian¹

(1. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063200, China; 2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Bohai Rim Energy Research Institute, Northeast Petroleum University, Qinhuangdao, Hebei 066004, China)

Abstract: Peak shaving and supply guarantee are the functions of Underground Gas Storage (UGS). The accurate prediction of the UGS construction index is related to the number of new wells and investments. When a complex fault block reservoir is transformed into UGS, it encounters three-phase flow (oil, gas, and water) during multi-cycle and high-velocity operations. The petrophysical properties of oil and gas are greatly affected by temperature. Without considering the temperature disturbance after cold gas injection and the additional pressure loss of high-velocity turbulence, the index prediction accuracy of the existing numerical simulation methods for UGS is low. To improve the accuracy of index prediction for a UGS rebuilt from a complex fault block oil reservoir, combined with fluid viscosity-temperature and high-velocity turbulence experiments, a coupled mathematical model of seepage and temperature is established. The model is solved discretely using the Finite Volume Method (FVM), with a Two-Point Flux Approximation (TPFA) scheme for spatial discretization and a backward (implicit) Euler scheme for temporal discretization.

收稿日期:2022-10-31。

第一作者简介:何海燕(1982—),女,本科,工程师,主要从事储气库建设研究。地址:河北省唐山市路北区新华西道101号冀东油田第一科研楼,邮政编码:063200。E-mail: 63293886@qq.com

通信作者简介:刘先山(1993—),男,在读博士研究生,从事储气库数值模拟研究。地址:四川省成都市成华区二仙桥街道东三路1号,邮政编码:610059。E-mail: liuxianshan@stu.cdut.edu.cn

基金项目:中国石油勘探与生产分公司2022年重点科技项目“冀东堡古2高挥发性油藏气驱采油与储气库协同建设关键技术研究及试验”(2022ZS0903)。

The material balance and pressure of the reservoir and single well in the depletion development stage are matched with high precision. The sensitivity analysis of the UGS operation index is carried out in an example. The results show that the disturbance of the cold gas injection temperature field and high-velocity non-Darcy effect is the main controlling factors of accumulative oil production and gas volume error respectively. The well control temperature range increases logarithmically with the gas injection rate and the water-phase seepage capacity increases when the oil-phase and gas-phase seepage capacity decreases significantly, resulting in the increase of the produced liquid volume and the decrease of formation pressure. The additional pressure drop caused by high-velocity turbulent flow results in some injected natural gas not being produced, leading to an increase in natural gas reserves and pressure over successive cycles.

Keywords: UGS facilities rebuilt from oil reservoirs; high-velocity non Darcy effect; temperature disturbance; seepage and temperature coupling; numerical simulation technology

国家能源局再次强调要持续大力推进天然气“产供储销”体系建设,储气库作为其中重要一环备受关注。“十四五”规划预计2025年建成 $350 \times 10^8 \text{ m}^3$ 调峰及储备能力,但目前中国储气库建设优质资源缺乏,因此,油藏被纳入建库选址范畴。

中国大陆经历多期次构造运动,其东部形成一系列复杂断块,中西部形成褶皱构造,导致建库油藏断块多、非均质性强、边底水及人工注水侵入地层后流体关系复杂^[1-2]。因此,目前无论是已建库的京58储气库,还是正在建库的冀东油田南堡1-29储气库,都是复杂断块油藏型储气库。复杂断块油藏改建储气库后,多周期高速注采过程均为油气水三相流动,存在注采周期短、气体流速高、压力波及范围小等特征。注气周期注入的冷气会扰动储层温度场,油气水的黏度、气油比等高压物性参数受温度影响十分严重。在油藏衰竭开发阶段,有较多学者针对注气、水、压裂液等对储层产生的温度场扰动开展了研究。王增林等^[3]使用Fluent软件模拟均质储层条件下使用不同管柱的油藏温度场变化。郑少婧等^[4]通过实验探究了储气库交替注采工况下储层渗透率温度敏感性,基于实验结果建立了考虑渗透率温度敏感性的气井产能方程。郭肖等^[5]应用热应力理论,推导了渗透率随温度变化的理论模型,并采用变围压、变内压应力敏感实验进行了验证。前人通过实验和理论证实了储层中温度场被扰动后,会对岩石渗透率、弹性模量、泊松比及流体黏度、体积系数等高压物性产生较大影响。此外,不同于气藏衰竭开发阶段中流体的低速流动只需克服黏滞阻力产生的压降,储气库运行阶段采气速度是气藏衰竭开发阶段的20~30倍,井筒附近天然气高速流动产生的惯性力附加压降已不容忽视。

EL-ZEHAIRY等^[6]基于XCT数据研究了多孔介质微观非均质性对惯性流的影响,研发了孔隙网络模型(PNM)来模拟多孔介质中非达西流动,与均匀多孔介质相比,非均质多孔介质中由于连接较差,孔喉中存在更多停滞区域,减少了流体流动的有效面积,样品内从停滞区到吼道连接处速度分布由低到高,更容易观察到流体惯性效应。WANG等^[7]学者指出毛细管力和边界层效应是油藏中非达西流动产生的主要原因,提出了一种油藏低速注水过程中非达西流体动力学表征方法,通过该方法,给定毛细管力和边界层厚度即可计算出单个毛细管内流体的流速。NIE等^[8]学者也研究了流体在未固结介质(中等强度支撑剂填充介质)与固结介质(露头、岩心等)中流动时的非达西紊流因子测定方法及表征公式。

传统油藏工程方法和常规数值模拟将储层视为恒温^[9-11],岩心实验虽能模拟流体高速非达西效应及温度变化对储层岩石和流体高压物性的影响,但受限于尺度,仅能代表储层中一个点。然而,在复杂断块油藏中,同一断块内储层存在非均质性,不同断块中储层具有不同温压及流体系统,在改建储气库后更是存在短周期、高气体流速以及井控范围小等特征。因此,传统油藏工程方法、岩心实验和常规数值模拟难以同时刻画复杂断块油藏型储气库交替注采工况、温度场扰动及高速非达西效应附加压降,导致储气库多周期运行过程调峰、单井注采能力等生产动态指标预测精度低,最终造成新钻井数量、投资预测等误差大。因此,结合高速非达西实验及流体黏温实验,重点研究复杂断块油藏型储气库周期注采过程储层温度交替变化及高速非达西附加压力损失对储层流体渗流及生产动态的影响。研究成果可以

为复杂断块油藏建库方案设计提供理论指导,为储气库安全高效运行奠定基础。

1 工区概况

储气库由带气顶弱边底水的饱和油藏改建而成,储层平均净毛比为0.35,平均孔隙度为0.08,平均渗透率为 $19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层自上而下有3个不同的流体系统,其中气层中束缚水饱和度为0.28,另外2套油层中束缚水饱和度分别为0.36和0.4,油层之下为含水层。工区被断层分为7个断块,各断块气油水界面不统一,流体分布(图1)较为复杂。

2 储气库渗流-温度耦合数学模型

为描述复杂断块油藏型储气库储层中低温天然气注入后流体高压物性变化,以及温度场扰动对渗流场的影响,基于多孔介质中渗流-温度耦合作用机理,建立了渗流-温度耦合数学模型。模型基本假设条件如下:①枯竭油藏型储气库中构造由7个断块组成,采用笛卡尔网格剖分;②储层中流体由油气水三相组成,密度、黏度是温度和压力的函数;③天然气在储层中高速流动时,除了受孔喉壁面及流体间黏滞阻力影响外,还受高速惯性力产生的附加压降影响。

描述了储气库多孔介质中油气水三相流动的控制方程,主要包含质量守恒方程和能量守恒方程。每一组方程都有3个相的子集,加在一起就组成了完整控制方程。质量守恒方程和能量守恒方程适用于所有相。因此,控制方程可以简化为单相形式。

多孔介质中流体质量守恒方程:

$$\frac{\partial(\varphi\rho_m)}{\partial t} + \nabla(\rho_m \vec{v}_m) = \rho_m q_m \quad (1)$$

式中: φ 为储层孔隙度; ρ_m 为流体密度,单位 kg/m^3 , m 表示油气水三相; t 为时间,单位 s ; \vec{v}_m 为流体速度,单

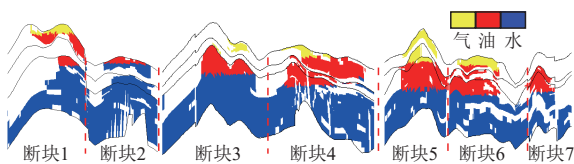


图1 不同断块中油气水3相初始分布

Fig. 1 Initial distribution of oil, gas and water in different fault blocks

位 m/s ; q_m 为流体产量,单位 m^3/s 。

考虑高速非达西效应的流动方程采用经典的Forchheimer方程:

$$-\nabla p = \frac{\mu_m}{k} \vec{v}_m + \beta_m \rho_m \vec{v}_m^2 \quad (2)$$

式中: p 为储层压力,单位 MPa ; μ_m 为流体黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; k 为渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; β_m 为地层流体体积系数,单位 m^3/m^3 。

地层流体密度是压力与温度的函数,表达式为:

$$\rho_m = \rho_i \left[1 + C_L(p_m - p_i) + \alpha_L(T_m - T_i) \right] \quad (3)$$

式中: p_i 为参考压力,单位 MPa ; T_i 为参考温度,单位 K ; ρ_i 为参考密度,单位 kg/m^3 ; p_m 为储层中油气水的压力,单位 MPa ; T_m 为储层中油气水的温度,单位 K ; ρ_m 为储层压力 p_m 和储层温度 T_m 对应的油气水的密度,单位 kg/m^3 ; ρ_i 为参考压力 p_i 和参考温度 T_i 对应的油气水的密度,单位 kg/m^3 ; C_L 为流体弹性压缩系数; α_L 为流体热膨胀系数。

$$\mu_m = \mu_i \left[1 + \gamma_m(p_m - p_i) + \eta_m(T_m - T_i) \right] \quad (4)$$

式中: μ_m 为储层压力 p_m 和储层温度 T_m 对应的油、气、水的黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; μ_i 为参考压力 p_i 和参考温度 T_i 对应的油、气、水的黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; γ_m 与 η_m 均为储层中流体的黏度方程系数。

流体饱和度方程:

$$\sum_{m=1}^{n_m} S_m = 1 \quad (5)$$

式中: n_m 为流量数量; S_m 为储层流体饱和度。

将毛细管压力定义为单位面积的力,可以表示为:

$$p_c = \frac{2\pi r \sigma \cos \theta}{\pi r^2} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (6)$$

式中: p_c 为毛细管压力,单位 MPa ; r 为毛细管半径,单位 m ; σ 为表面张力,单位 N/m ; θ 为接触角,($^\circ$)。

毛细管压力与重力作用过程,向上与向下的力是平衡的,可以得到:

$$p_c = \frac{\pi r^2 g h \Delta \rho_m}{\pi r^2} = \Delta \rho_m g h \quad (7)$$

式中: g 为重力加速度,单位 m/s^2 ; h 为润湿相在毛细管中上升的高度,单位 m 。

油气间毛细管压力可以表示为:

$$p_{cgo} = p_g - p_o \quad (8)$$

式中: p_{cgo} 为油气间的毛细管压力,单位 MPa ; p_g 为气相压力,单位 MPa ; p_o 为油相压力,单位 MPa 。

饱和度和毛细管压力之间关系:

$$p_{\text{cow}} = p_o - p_w = f(S_w) \quad (9)$$

式中: p_{cow} 为油水间的毛细管压力, 单位 MPa; p_w 为油相压力, 单位 MPa; S_w 为含水饱和度。

通常使用 LEVERETT^[12] 提出的 J 函数:

$$J(S_w) = \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \quad (10)$$

为了模拟多相流动, 需要确定储层内初始饱和度场分布。如果我们知道油水界面的位置, 就可以通过结合式(7)和式(10)来确定地层中饱和度随深度的分布:

$$S_w = J^{-1} \left(\frac{\Delta \rho g h}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \right) \quad (11)$$

初始条件:

$$\frac{dp}{dz} = \rho g, \quad p(z_0) = p_0 \quad (12)$$

式中: z 为纵向距离, 单位 m; z_0 为参考垂向距离, 单位 m; p_0 为参考垂向距离 z_0 对应的储层压力, 单位 MPa。

为了表征流体与流体、流体与岩石间的热量交换关系, 引入能量守恒方程:

$$\frac{\partial}{\partial t} [(\rho U)_{\text{eff}}] - \nabla \left[\sum_{m=1}^{n_m} (\rho_m h_m \lambda_m \nabla p) \right] - \nabla (\Lambda_{\text{eff}} \nabla T) = \rho_m h_m q_m \quad (13)$$

式中: h_m 为流体的焓, 单位 J; λ_m 为流度系数, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$, 其中, $\lambda_m = k \cdot k_{r,m} / \mu_m$, $k_{r,m}$ 为储层流体相对渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; $(\rho U)_{\text{eff}}$ 为单位质量的有效内能, 单位 J; Λ_{eff} 为有效导热系数, 单位 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。

$$(\rho U)_{\text{eff}} = \varphi \sum_{m=1}^{n_m} \rho_m S_m U_m + (1 - \varphi) \rho_r U_r \quad (14)$$

式中: U_m 为流体的内能, 单位 J; U_r 为岩石的内能, 单位 J; ρ_r 为岩石密度, 单位 kg/m^3 。

$$\Lambda_{\text{eff}} = \varphi \sum_{m=1}^{n_m} S_m \Lambda_m + (1 - \varphi) \Lambda_r \quad (15)$$

式中: Λ_m 为流体导热系数, 单位 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; Λ_r 为岩石导热系数, 单位 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。

基于 MATLAB 软件中油藏数值模拟工具箱 (Matlab Reservoir Simulation Toolbox, 简称 MRST), 非线性方程离散采用有限体积法 (Finite Volume Method, 简称 FVM), 在空间上采用两点通量近似 (Two-Point-Flux-Approximation, 简称 TPFA) 有限体积格式, 在时间上采用后向 (隐式) 欧拉格式对方程

进行耦合离散求解^[13], 井模型采用 Peaceman 模型^[14]进行离散求解。

3 流体高速非达西及高压物性实验

3.1 高速非达西实验

结合 Forchheimer 方程(式 16)可拟合紊流因子 β 及渗透率 k ^[15-17], 为获取紊流因子设计了此次驱替实验。实验主要采用智能驱替模拟系统, 选取 N 储气库代表性岩心, 分别设计采用 0.50 ~ 0.95 MPa 共 10 组驱替压力, 测试不同驱替压力下驱完 2 mL 气体的气体流速 (测试体积/测试时间)。实验气体为氮气, 测试氮气体积为 2 mL, 实验岩心长度为 5.12 cm, 直径为 2.53 cm, 驱替环压为 10 MPa, 实验结果见表 1。

$$-\frac{dp}{dX} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (16)$$

式中: p 为压力, 单位 MPa; X 为流体流动方向; μ 为气体黏度, 单位 $\text{mPa} \cdot \text{s}$; v 为流体流速, 单位 cm/s ; k 为渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; β 为紊流因子, 单位 $10^8/\text{m}$; ρ 为流体密度, 单位 g/cm^3 。

在此次驱替实验条件下, Forchheimer 方程可以表达为式(17)。以 $MA(p_1^2 - p_2^2)/(2zRT\mu\rho Q_p)$ 为纵坐标, $\rho_p Q_p/(\mu A)$ 为横坐标, 可以拟合出一条直线, 该直线截距为 $1/k$, 斜率为 β , 即紊流因子。

$$\frac{MA(p_1^2 - p_2^2)}{2zRT\mu\rho Q_p} = \frac{1}{k} + \beta \left(\frac{\rho_p Q_p}{\mu A} \right) \quad (17)$$

式中: M 为气体分子质量, 单位 g/mol ; A 为实验样品横截面积, 单位 cm^2 ; p_1 为实验样品入口压力, 单位 MPa;

表 1 紊流因子测试实验数据

Table 1 Experimental data for turbulence factor

长度/ cm	直径/ cm	环压/ MPa	驱替压力/ MPa	测试体积/ mL	测试时间/ s	流量/ (mL/s)
			0.95		3.47	0.58
			0.90		3.89	0.51
			0.85		4.29	0.47
			0.80		4.72	0.42
			0.75		5.24	0.38
5.12	2.53	10	0.70	2	5.90	0.34
			0.65		6.68	0.30
			0.60		7.65	0.26
			0.55		8.87	0.23
			0.50		10.31	0.19

p_2 为实验样品出口压力,单位 MPa; z 为气体压缩因子; R 为通用气体常数, $R=8.314\ 472\ \text{m}^3\cdot\text{Pa}/(\text{K}\cdot\text{mol})$; T 为温度,单位 K; l 为实验样品长度,单位 cm; ρ_p 为泵中流体密度,单位 g/cm^3 ; Q_p 为泵中流体流量,单位 cm^3/h 。

令式(17)中 $MA(p_1^2-p_2^2)/(2zRT\mu\rho_pQ_p)$ 为 y , $\rho_pQ_p/\mu A$ 为 x ,式(17)可以表达为式(18)。

$$y = \frac{1}{k} + \beta x \quad (18)$$

通过紊流因子岩心实验,以 $MA(p_1^2-p_2^2)/(2zRT\mu\rho_pQ_p)$ 为纵坐标, $\rho_pQ_p/\mu A$ 为横坐标,拟合绘制直线(图2)的斜率(即紊流因子 β)为 $1.63\times 10^8/\text{m}$ 。

3.2 流体黏温关系

实验室一般使用黏度计或旋转式流变仪来测量原油的黏度^[18]。从N油藏储气库储层中获取原油样品,采用自动密度黏度测定仪,测定剪切速率为 $60\ \text{s}^{-1}$ 时,不同温度(10.13~90.04 °C)条件下原油黏度,实验结果见图3。气水黏度计算通常采用4种方法:Lohrentz-Brey-Clark(LBC方法)、PFCT方法、SUPERTRAPP方法、Vesovic-Wakeham(VW方法)。研究表明SUPERTRAPP方法误差较小^[19-21]。因此,储层压力(22.6 MPa)条件下的油气水黏度与温度关系基于SuperTrapp软件数据包,结合SuperTrapp模型计算获得(图3)。

4 复杂断块油藏储气库数值模拟

结合前期油气藏数值模拟、油气藏改建储气库数值模拟方法^[22],建立了考虑储气库多轮注采过程冷

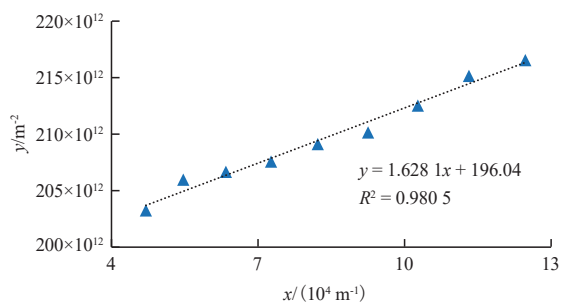


图2 紊流因子岩心实验拟合
Fig. 2 Turbulence factor regression curve base on experiment data

气注入扰动储层温度场及高速非达西效应等机理模拟的油藏型储气库数值模拟方法和技术流程(图4)。依据流体高压物性随温度变化实验及高速紊流实验,获取流体高压物性参数随温度的函数关系及高速非达西紊流因子,分别用于储气库注气周期冷气注入过程温度场扰动数值模拟以及对流动方程(式2)中惯性力产生的附加压降进行校正。数值模拟采用笛卡尔网格剖分,网格数约为94万,X、Y、Z方向平均步长分别为40 m×40 m×4 m。

4.1 生产动态历史拟合

建模阶段属性模型是通过地质统计学数据分析、插值生成的,存在较强的不确定性。因此,需结合衰竭开发阶段生产动态监测资料来反演井间储层物性参数。首先对区块油、气等进行拟合(图5a、图5b),从而保证区块物质平衡,然后检查单井瞬时产量拟合情况,在此基础上依次开展单井静压、流压拟合(图5c、图5d)。

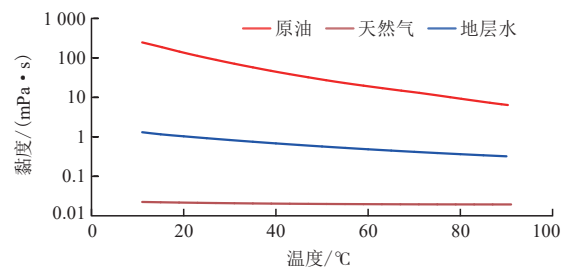


图3 油气水黏温关系(压力:22.6MPa)
Fig. 3 Viscosity-temperature relationship curves of oil, gas and water

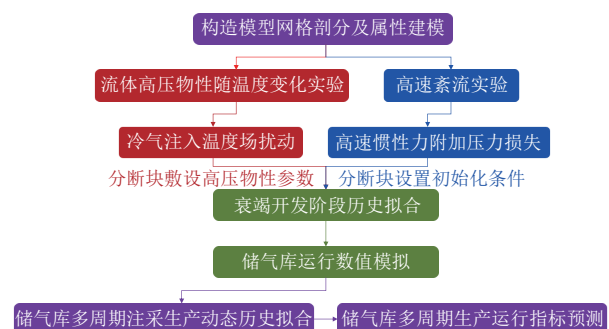


图4 油藏型储气库数值模拟技术流程
Fig. 4 Workflow of numerical simulation for UGS rebuilt from oil reservoir

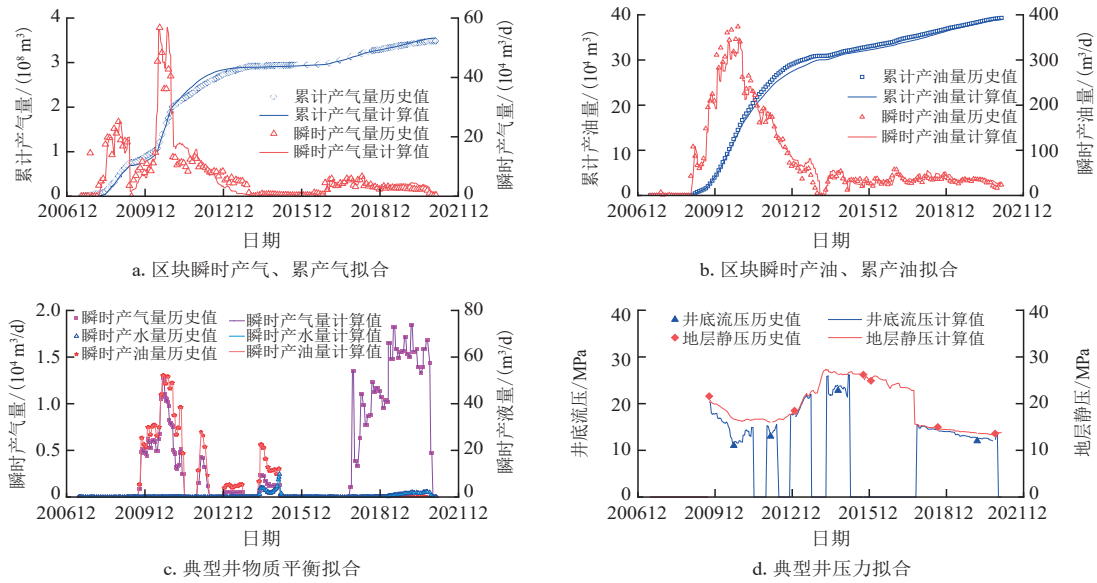


图5 区块、典型井生产动态历史拟合

Fig. 5 History match production data in blocks and typical wells

4.2 冷气注入对储气库生产动态的影响

基于历史拟合的模型,选取主力断块5口储气库井,单井平均以 $11.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 注气200 d, $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 采气120 d,注采平衡期均为15 d,设计考虑温度场及高速非达西效应影响的方案。其中模型的注入气温度为 25°C ,储层中深温度为 87.8°C ,储层初始温度梯度为 $3^\circ\text{C}/\text{hm}$,流体黏度随温度变化规律依据黏温实验数据(图3)赋值,紊流因子依据非达西实验结果赋值为 $1.63 \times 10^8/\text{m}$ 。研究将流体黏温、高速紊流实验结果敷设于模型里,把不考虑温度场及非达西效应的方案设为基础方案。

模拟结果表明,相较于基础方案,注冷气扰动温度场方案由于井控范围内储层温度下降,导致累产油量(图6b)下降,累产水量增加(图6c),而累产油下降幅度小于累产水增加幅度,使地层采出液量增多,地层压力下降(图6d)。考虑非达西效应影响时,一方面,除了黏滞阻力产生压降外,高速惯性力还多产生了一部分压降,因此,相同配产配注条件下,天然气注入后部分采不出,随着储气库多周期运行,注气末天然气储量及压力逐渐增加;另一方面,在定产气量生产条件下考虑非达西效应,需增大生产压差才能产出相同的天然气量,因此,多周期运行后油、水累产量增加。总的来说,不考虑冷气注入温度场扰动

和高速非达西效应,将造成第三采气期末累产油、气量分别偏小3.29%、10.52%,累产水量偏大21.07%。

此外,模拟了4组不同注入气温度(10°C 、 30°C 、 50°C 、 70°C)的储气库多周期运行方案。结果表明,温度场扰动对气体渗流的影响微弱,远小于高速非达西效应对气体渗流的影响。但储层温度降低后对原油渗流能力降低幅度影响较大(图7),不考虑温度场扰动的基础方案3周期内累产油 26201 m^3 ,考虑注入气温度为 10°C 时,原油采出量降低 4399 m^3 ,降幅为16.79%。

选取构造高部位QK4井,设计考虑高速非达西与不考虑高速非达西效应各6项注采方案(注200 d,采120 d),方案中日采气速度分别为(10 、 20 、 40 、 60 、 80 、 100) $\times 10^4 \text{ m}^3$,对应的日注气速度分别为(5.6 、 11.2 、 22.4 、 33.6 、 44.9 、 56.1) $\times 10^4 \text{ m}^3$ 。结果表明,在当前物性及配产配注条件下,注气末井控温度范围随注气速度呈对数上升,低速阶段上升较快,高速阶段由于受储层物性及有限时率强注强采限制,上升速度变缓;考虑高速非达西效应后,低速注采阶段流体惯性力产生的附加压降较小,对流体渗流影响较小,注气末井控温度范围几乎重合;随着注采速度上升,井控温度范围逐渐增大,但注气速度上升到 $44.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 后,考虑高速非达西效应的方案注气末井控温度范围几乎恒定,未考虑高速非达西效应的方案仍在增加,这表明注采速度较高时,受非达西效应附

加压降影响,该物性下单井注采能力已达到极限,而不考虑非达西效应影响的单井注采能力还有较大提升空间(图8)。因此,基于该极限,可以确定不同储层物性下受温度场扰动及高速惯性力影响的单井合理注采气能力。

5 结论

1) 建立了渗流-温度双场耦合数学模型,并基于有限体积法(FVM),在空间上采用两点通量近似方案(TPFA),在时间上采用后向(隐式)欧拉格式对模型进行耦合离散求解。该模型考虑了储气库注气周期冷气注入扰动温度场以及高速注采过程中高速

非达西效应对流体渗流的影响,更符合储气库的特殊工况。

2) 基于实验回归了紊流因子与流体黏温关系,明确了油气黏度大幅上升时水黏度几乎不变,这一特性使得油气相对渗流能力下降时水相对渗流能力反而上升。基于实验数据及建立的模型,开展了储气库多周期运行数值模拟。模拟实例表明,温度场扰动、高速非达西效应分别是累产油、气量误差的主控因素。储层温度场扰动减少的产油量比高速非达西效应增加的产油量多。不考虑冷气注入温度场扰动和高速非达西效应,将造成第三采气期末的累产油、气量分别偏小3.29%、10.52%,累产水量偏大21.07%。

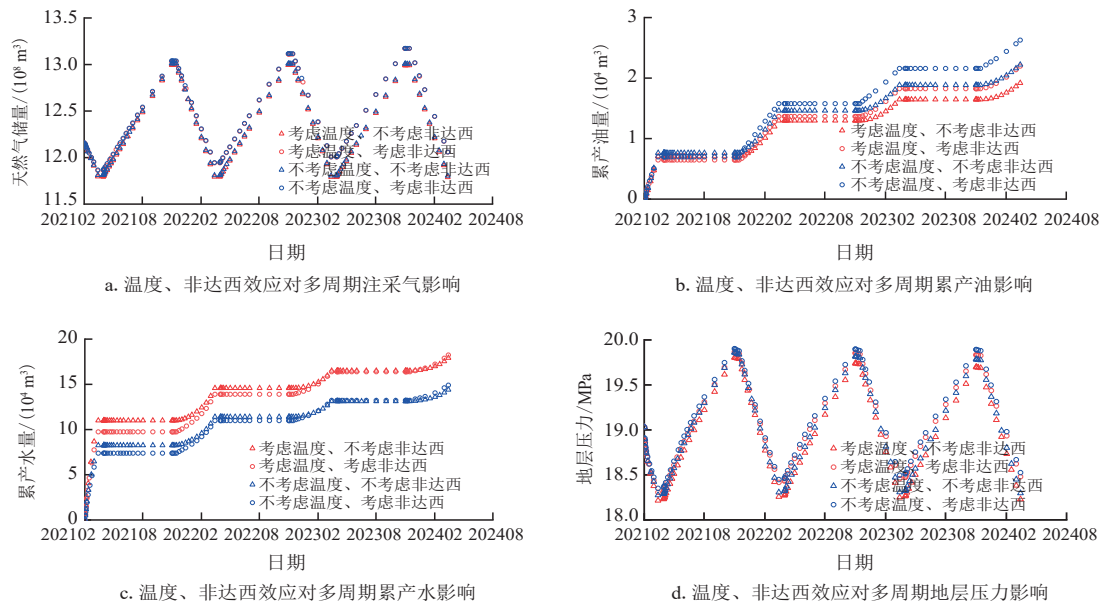


图6 温度与高速非达西效应对储气库运行指标的影响

Fig. 6 Effect of temperature field and high-velocity non-Darcy effect on operation indicators of the UGS

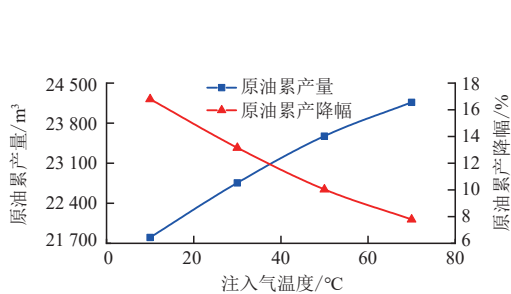


图7 注入气温度对原油累产的影响

Fig. 7 Effect of injection gas temperature on oil production cumulative

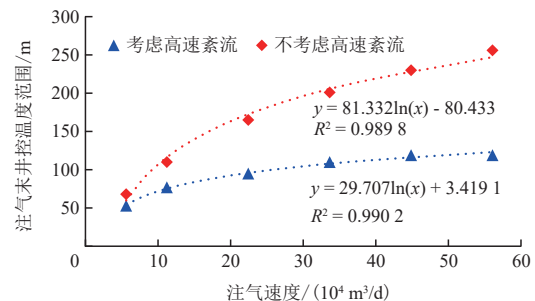


图8 注气速度对注气末期井控温度范围的影响

Fig. 8 Effect of gas injection rate on well control temperature range at the end of gas injection cycle

3) 生产动态敏感性分析结果表明,冷气注入造成井控范围内储层温度下降,该范围随注气速度增加呈对数上升,低速阶段上升较快,高速阶段由于受储层物性及有限时率强注强采限制,上升速度变缓;高速惯性力附加压力损失使相同配产配注条件下天然气注入后部分采不出,随着储气库多周期运行,注气末天然气储量及压力逐渐增加,定天然气量生产所需生产压差增大,油水累产量随之增加。

参考文献

- [1] 马新华, 郑得文, 申瑞臣, 等. 中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 489-499.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, SHEN Ruichen, et al. Key technologies and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 489-499.
- [2] 丁国生, 魏欢. 中国地下储气库建设20年回顾与展望[J]. 油气储运, 2020, 39(1): 25-31.
DING Guosheng, WEI Huan. Review on 20 years' UGS construction in China and the prospect[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 25-31.
- [3] 王增林, 张岩, 张全胜, 等. 热采水平井注蒸汽过程中温度场扩展规律[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(3): 79-84.
WANG Zenglin, ZHANG Yan, ZHANG Quansheng, et al. Expansion law of temperature field during steam injection in thermal production horizontal well [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(3): 79-84.
- [4] 郑少婧, 郑得文, 孙军昌, 等. 气藏型储气库温度敏感性及其对气井注采能力的影响[J]. 石油实验地质, 2022, 44(2): 365-372.
ZHENG Shaojing, ZHENG Dewen, SUN Junchang, et al. Temperature-sensitivity of underground gas reservoir storage and its effect on well deliverability [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(2): 365-372.
- [5] 郭肖, 朱争, 高涛, 等. 温度对低渗透储层应力敏感影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(4): 82-87.
GUO Xiao, ZHU Zheng, GAO Tao, et al. Influences of the temperature on the stress-sensitivity in low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(4): 82-87.
- [6] EL-ZEHAIRY A A, NEZHAD M M, JOEKAR-NIASAR V, et al. Pore-network modelling of non-Darcy flow through heterogeneous porous media[J]. Advances in Water Resources, 2019, 131(q.): 103378.1-103378.15.
- [7] WANG H, TIAN L, GU D, et al. Method for Calculating Non-Darcy Flow Permeability in Tight Oil Reservoir[J]. Transport in Porous Media, 2020, 133(3): 357-372.
- [8] NIE R S, FAN X, LI Z, et al. Modeling transient flow behavior with the high velocity non-Darcy effect in composite naturally fractured-homogeneous gas reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 96(1): 104269.
- [9] WANG J, XIE J, HAO L, et al. Numerical simulation on oil rim impact on underground gas storage injection and production[J]. Journal of Petroleum Exploration & Production Technology, 2015, 6(3):1-11.
- [10] WU Y S. Numerical simulation of single-phase and multiphase non-Darcy flow in porous and fractured reservoirs[J]. Transport in Porous Media, 2002, 49(2): 209-240.
- [11] ZHU S, SUN J, WEI G, et al. Numerical simulation-based correction of relative permeability hysteresis in water-invaded underground gas storage during multi-cycle injection and production[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 190-200.
- [12] W. A. Moseley, V. K. Dhir, Capillary pressure-saturation relations in porous media including the effect of wettability[J]. Journal of Hydrology, 1996, 178(1): 33-53.
- [13] CHEN J, Xu Z, LEUNG J, Analysis of fracture interference - Coupling of flow and geomechanical computations with discrete fracture modeling using MRST[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 219(1): 111134.
- [14] YAPPAROVA A, B LAMY-CHAPPUIS, SCOTT S W, et al. A Peaceman-type well model for the 3D Control Volume Finite Element Method and numerical simulations of supercritical geothermal resource utilization[J]. Geothermics, 2022, 105(1): 102516.
- [15] ZENG Z, GRIGG R. A Criterion for Non-Darcy Flow in Porous Media[J]. Transport in Porous Media, 2006, 63(1): 57-69.
- [16] A.Rauf, Z.Abbas, S.A.Shehzad, T.Mushtaq.Thermally Radiative Viscous Fluid Flow Over Curved Moving Surface in Darcy-Forchheimer Porous Space[J]. Communications in Theoretical Physics, 2019, 71(3): 259-266.
- [17] 李士伦. 天然气工程(第二版)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
LI Shilun. Natural Gas Engineering (Second Edition) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [18] 张健铭. 原油粘度相关物性数据库与原油粘度预测研究[D]. 中国石油大学(华东), 2021.
ZHANG Jianming. Research on the Viscosity Related Properties Database of Crude Oil and the Prediction of Crude Oil Viscosity[D]. China University of Petroleum (EastChina), 2021.
- [19] VESOVIC V. Predicting the viscosity of natural gas[J]. International Journal of Thermophysics, 2001, 22(2): 415-426.
- [20] HUBER M L. NIST 4. Thermophysical Properties of Hydrocarbon Mixtures Database: Version 3.0.
- [21] OSTERMANN R D, BLOORI A, DEGHANI K. The effect of dissolved gas on reservoir brine viscosity[C]// Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1985.
- [22] GONG B, LIANG H, XIN S, et al. Numerical studies on power generation from co-produced geothermal resources in oil fields and change in reservoir temperature[J]. Journal of Endocrinology, 2013, 50: 722-731.

(编辑 徐佩)