



废弃油井转地热井取热性能评价及井型对比

许富强 薛亚斐 宋先知 熊波 莫邵元

Heat Extraction Evaluation and Well Pattern Comparison of Abandoned Oil Wells Converted into Geothermal Wells

XU Fuqiang, XUE Yafei, SONG Xianzhi, XIONG Bo, MO Shaoyuan

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024021>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

废弃井地热能开发技术现状与发展建议

Technical Status and Development Suggestions in Exploiting Geothermal Energy from Abandoned Wells

石油钻探技术. 2020, 48(6): 1–7 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020120>

多分支井地热系统注采性能室内实验研究

Laboratory-Scale Experimental Study on the Injection-Production Performance of a Multilateral-Well Enhanced Geothermal System

石油钻探技术. 2021, 49(1): 81–87 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021019>

东营地区地热回灌井钻井完井技术与试验

Research and Test of the Drilling and Completion Technologies for Geothermal Reinjection Wells in Dongying Area

石油钻探技术. 2021, 49(6): 50–54 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021130>

井下同轴闭式地热系统循环工质综合评价优选

Comprehensive Evaluation and Optimization of Circulating Working Fluids in the Coaxial Borehole Heat Exchanger Closed-Loop Geothermal System

石油钻探技术. 2021, 49(5): 101–107 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021066>

河北博野某地热井结垢位置预测及影响因素分析

Scaling Spot Prediction and Analysis of Influencing Factors for a Geothermal Well in Boye County, Hebei Province

石油钻探技术. 2020, 48(5): 105–110 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020096>

基于页岩油水两相渗流特性的油井产能模拟研究

Numerical Simulation of Shale Oil Well Productivity Based on Shale Oil-Water Two-Phase Flow Characteristics

石油钻探技术. 2023, 51(5): 167–172 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023084>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀低碳减碳▶

doi:10.11911/syztjs.2024021

引用格式: 许富强, 薛亚斐, 宋先知, 等. 废弃油井转地热井取热性能评价及井型对比 [J]. 石油钻探技术, 2024, 52(6): 156–166.

XU Fuqiang, XUE Yafei, SONG Xianzhi, et al. Heat extraction evaluation and well pattern comparison of abandoned oil wells converted into geothermal wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(6): 156–166.

废弃油井转地热井取热性能评价及井型对比

许富强¹, 薛亚斐², 宋先知¹, 熊 波², 莫邵元²

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中石油深圳新能源研究院有限公司, 广东深圳 518052)

摘 要: 地热能开发具有很多优势, 但建井成本占总成本一半以上, 限制了其推广利用。部分油田废弃井蕴含丰富的地热资源, 将废弃油井改造为地热井并进行取热, 可大幅降低成本, 提升经济效益。达到含水经济极限的油藏也可用于热量提取, 实现热-油联产。目前, 大多数地热井网取热研究为定井型或/和不考虑油水两相流动。然而, 不同井型下油水流动和传热特性对油田地热开发方案的设计与调整具有重要影响。为此, 建立了考虑油水两相流的热流耦合模型, 对比了各种井型下的生产特性, 如生产温度、注采压差、产液量和产油量。研究表明: 不同井型的生产温度和压差的最大差值分别可达 22.56 K 和 1.03 MPa, 注入井和生产井交叉对称分布时, 取热系统具有最高的生产温度和产油量, 同时具有较低的注采压差。研究揭示了不同井型在热提取过程中温压场的演变特征, 可为设计和调整井型提供依据, 为油田热-油联产评价提供一定指导。

关键词: 废弃油井; 地热井; 油水两相流; 井型对比; 热提取

中图分类号: TE21

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2024)06-0156-11

Heat Extraction Evaluation and Well Pattern Comparison of Abandoned Oil Wells Converted into Geothermal Wells

XU Fuqiang¹, XUE Yafei², SONG Xianzhi¹, XIONG Bo², MO Shaoyuan²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 2. PetroChina Shenzhen New Energy Research Institute Co., Ltd., Shenzhen, Guangdong, 518052, China)

Abstract: Geothermal energy development has many advantages, but well construction accounts for half of the total costs, which restricts the promotion and utilization of geothermal energy. Some abandoned oil wells have abundant geothermal resources and converting them into geothermal wells for heat extraction can significantly reduce costs and improve economic efficiency. Moreover, the reservoirs that reach the economic limit of water cut can also be used for heat extraction to achieve co-production of heat and oil. Currently, most research on heat extraction from geothermal well patterns focuses on fixed well patterns or/and does not consider oil-water two-phase flows. However, the oil-water flow and heat transfer characteristics of different well patterns are of great significance for the design and adjustment of geothermal development schemes of oilfields. Therefore, a heat-flow coupling model considering oil-water two-phase flows was established. The production characteristics of diverse well patterns were compared, such as production temperature, pressure difference between injection and production, liquid production, and oil production. Research shows that the maximum difference of the production temperatures and pressure differences between diverse well patterns can reach 22.56 K and 1.03 MPa, respectively. When the injection wells and production wells are cross-symmetrically distributed, the heat extraction system has the highest production temperature and oil production, as well as a lower pressure difference between injection and production. The research reveals the evolution characteristics of temperature and pressure fields during heat extraction from different well patterns, providing a basis for designing and

收稿日期: 2023-03-23; 改回日期: 2023-12-12。

作者简介: 许富强 (1996—), 男, 山东章丘人, 2019 年毕业于西南石油大学石油工程专业, 石油与天然气工程专业在读博士研究生, 主要从事干热岩取热、油田地热开发等方面的研究。E-mail: cup_xufuqiang@163.com。

通信作者: 薛亚斐, xueyafei7101@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金重大项目之课题“高温岩石动态损伤机理与高效破碎方法”(编号: 52192624)和中国石油天然气集团有限公司重点攻关课题“干热岩资源勘探开发关键技术研究”(编号: 2022DJ503)联合资助。

adjusting the well patterns and some guidance for the evaluation of the co-production of heat and oil in oilfields.

Key words: abandoned oil well; geothermal well; oil-water two-phase flow; well type comparison; heat extraction

化石燃料需求增加导致供需压力逐年上升, 环境污染也日益严重, 可再生能源的开发利用是应对上述问题的有效途径^[1]。2019 年, 可再生能源消费量增长 3.2×10^{18} J, 占全球一次能源增长的 40% 以上, 其在能源结构中占比由 2018 年的 4.5% 增至 5.0%^[2]。然而, 作为可再生能源的重要组成部分, 地热能消费增长量不足 1.0×10^{17} J, 原因在于高昂的建井成本。钻完井成本占水热型地热系统取热总成本的 30%~60%^[3], 高投入限制了地热井大范围推广利用。

2023 年, 国家能源局发布了《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案(2023—2025 年)》, 建议将地热能等新能源设施作为油气开发项目的产能建设配套。在利好政策引导下, 利用废弃井开发油区地热资源具备较好的发展前景。油田地区通常具有较高的地温梯度^[4], 且目前全球有 2 000 万至 3 000 万口废弃油井, 早在 2005 年我国就存在 16 万口油气井, 其中近 8 万口油气井因各种原因被废弃, 约占总数的 32%^[5]。靠近城镇油田所产热量可用于城市供暖、融雪和农作物养殖等, 如胜利油田、华北油田和冀东油田等; 远离城镇油田所产热量可用于油田伴热开发和油田建筑供暖等。

为了获取废弃井地热资源, 学者们进行了大量研究。T. Kujawa 等人^[6]使用双管换热器从废弃油井中提取热量, 是较早利用废弃井进行地热能开发的研究。R. Caulk 等人^[7]利用数模方法, 分析了在废弃井中安装井下换热器的可行性。宋先知等人^[8-9]在河北雄县开展了单井取热现场试验, 研制了高导热水泥和保温内管, 形成了较为完备的单井开发利用理论体系。地热闭式系统改造和维护成本低, 但取热效率相对较低; 井网系统控制储层的体积大, 加之油田地面配套设施齐全, 开发油区地热具备较大优势^[10]。中国学者 Gong Bin 等人^[11]和美国学者 D. Westphal 等人^[12]已开展了固定井型的井网现场取热性能评估, 证明了井网取热的可行性。

针对油田多相流研究, L. Nghiem 等人^[13]以油藏水平井为对象开展了油水两相、气油两相数值建模, 分析了油相产量和水油比等参数。朱广海等人^[14]建立了稠油热采过程中井筒内气液两相流温度场的计算方法, 井口温度模拟结果与实测值的相对误差仅 3.10%。蔡少斌等人^[15]考虑热流固耦合作用, 开展了多孔介质孔隙尺度的两相流动模拟。

综合分析可知, 尽管目前多相流研究已较为成熟, 且有涉及温度场演化的文献报道, 但针对大型油田井网多相流热流耦合的研究较少, 且未见基于多相流热流耦合井网生产性能对比的研究。为此, 笔者建立了考虑油水两相流的井网热流取热模型, 并利用有限元软件进行求解, 对比了不同井型下地热系统的热提取性能。该研究结果不仅适用于废弃井, 同样适用于高/特高含水油藏取热, 对油田地热开发利用具有一定的指导作用。

1 模型描述

1.1 取热方法

以油田废弃井网为对象, 进行地热井取热改造。考虑到油井长期生产过程中井底易堵塞, 井筒内易结垢, 故首先对井筒进行除垢和射孔改造。然后, 将保温管、封隔器和电潜泵下到生产井中, 并根据地下水位确定其下深。整个井段采用保温管进行绝热处理, 以减少热流体在上返过程中的热量损失。最后, 循环工作流体自注入井中泵入, 与储层进行充分换热后从生产井中回收使用, 后再次泵入储层完成循环。废弃井网热提取系统如图 1 所示。需要说明的是, 本文只研究储层中的流动换热过程, 井筒内流动和传热过程的研究后续进行。

1.2 控制方程

水为热量提取的主要循环工质, 其物性随温度发生变化^[16]:

$$\rho_w = \begin{cases} 1000 \times \left[1 - \frac{(T-277.13)^2}{503570} \frac{T+9.85}{T-205.89} \right] & 273.15 \text{ K} \leq T < 293.15 \text{ K} \\ 996.9 \times \left[1 - 3.17 \times 10^{-4}(T-298.15) - 2.56 \times 10^{-6}(T-298.15)^2 \right] & 293.15 \text{ K} \leq T \leq 523.15 \text{ K} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} c_{p,w} = 12010.1 - 80.4T + 0.3T^2 - 5.4 \times 10^{-4}T^3 + 3.6 \times 10^{-7}T^4 & 273.15 \text{ K} \leq T \leq 523.15 \text{ K} \\ \lambda_w = -0.8691 + 0.0089T - 1.5837 \times 10^{-5}T^2 + 7.9754 \times 10^{-9}T^3 & 273.15 \text{ K} \leq T \leq 523.15 \text{ K} \end{cases} \quad (2)$$

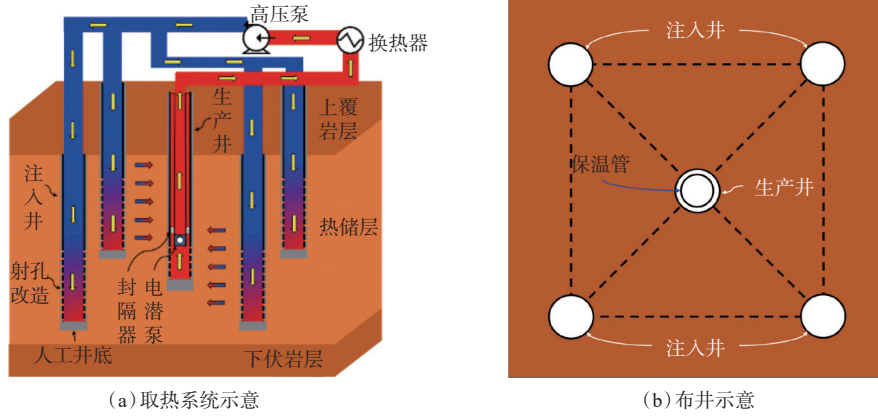


图1 废弃井网热提取系统示意

Fig.1 Heat extraction system of abandoned well pattern

$$\mu_w = \begin{cases} 0.001 \times [1 + 0.015 512 \times (T - 293.15)]^{-1.572} & 273.15 \text{ K} \leq T < 373.15 \text{ K} \\ 0.241 4 \times 10^{\frac{247.8}{T-140}} \times 10^{-4} & 373.15 \text{ K} \leq T \leq 523.15 \text{ K} \end{cases} \quad (3)$$

式中: ρ_w 为水相密度, kg/m^3 ; T 为温度, K ; $c_{p,w}$ 为水相比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; λ_w 为水相热导率, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; μ_w 为水相动力黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

油相动力黏度随温度发生变化: 温度为 283.15 K 时, 动力黏度为 $0.220 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 293.15 K 时, 动力黏度为 $0.150 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 303.15 K 时, 动力黏度为 $0.091 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 313.15 K 时, 动力黏度为 $0.061 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 323.15 K 时, 动力黏度为 $0.041 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 333.15 K 时, 动力黏度为 $0.029 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 343.15 K 时, 动力黏度为 $0.019 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 353.15 K 时, 动力黏度为 $0.011 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 363.15 K 时, 动力黏度为 $0.006 \text{ Pa} \cdot \text{s}$; 温度为 373.15 K 时, 动力黏度为 $0.004 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 。其他物性参数均设置为定值: 密度为 $870 \text{ kg}/\text{m}^3$, 比热容为 $2 000 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$, 热导率为 $0.2 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。以上相关取值来源于多个油田数据和已发表文献^[17]。为便于开展研究, 进行以下合理性假设: 1) 岩石基质水平渗透率为垂直渗透率的 10 倍^[18], 岩石物理性质恒定; 2) 模型采用局部热平衡假设^[19]; 3) 地层压力始终高于 20 MPa , 故储层中仅存在油水两相, 不存在气相^[20]; 4) 油相和水相均为不可压缩流体。

储层中油水两相采用质量守恒和扩展达西定律进行求解:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_i S_i) + \nabla \cdot (\rho_i \mathbf{u}_i) = Q_i \quad (4)$$

$$\mathbf{u}_i = -\frac{K_{ri}}{\mu_i} K (\nabla p_i + \rho_i \mathbf{g}) \quad (5)$$

式中: t 为时间, s ; ϕ 为孔隙度; ρ_i 为 i 相密度, kg/m^3 ; S_i 为 i 相饱和度; \mathbf{u}_i 为 i 相速度, m/s ; Q_i 为 i 相质量流

量, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; K_{ri} 为 i 相相对渗透率; μ_i 为 i 相动力黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; K 为多孔介质渗透率, m^2 ; p_i 为 i 相压力, Pa ; \mathbf{g} 为重力加速度, m/s^2 。

水相和油相体积分数之和为 1。将水相压力设置为润湿相, 表示为 p_w 。油相压力 p_o 由毛细管压力进行计算, 表达式如下:

$$p_o = p_c + p_w \quad (6)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (7)$$

式中: p_o 为油相压力, Pa ; p_c 为毛细管压力, Pa ; p_w 为水相压力, Pa ; S_w 和 S_o 分别为水相和油相饱和度。

混合流体物性由水相和油相物性加权得到, 在此不再赘述^[21]。

毛细管力的计算采用了布鲁克斯-科里模型^[22], 其结果取决于饱和度:

$$p_c = p_{ec} \frac{1}{\left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{ro} - S_{rw}} \right)^{\frac{1}{f_p}}} \quad (8)$$

$$\begin{cases} K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{ro} - S_{rw}} \right)^{3 + \frac{2}{f_p}} \\ K_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{ro}}{1 - S_{ro} - S_{rw}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{ro} - S_{rw}} \right)^{1 + \frac{2}{f_p}} \right] \end{cases} \quad (9)$$

式中: p_{ec} 为入口毛细管压力, Pa ; f_p 为孔隙分布指数; S_{rw} 为水相残余饱和度; S_{ro} 为油相残余饱和度; K_{rw} 和 K_{ro} 分别为水相和油相的相对渗透率。

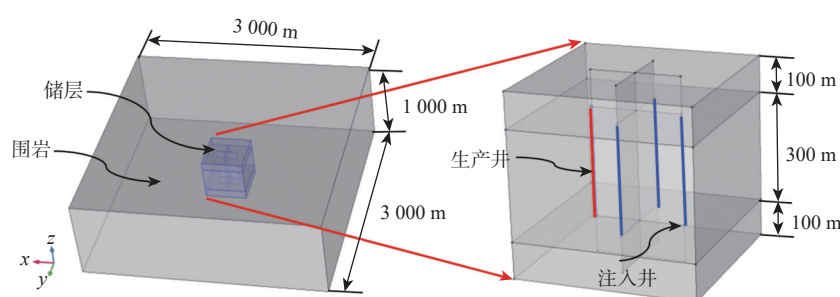
传热方程表达式如下^[23]:

$$(\rho c_p)_{\text{eff}} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_f c_{p,f} \nabla \cdot (\mathbf{u} T) + \nabla \cdot (-\lambda_{\text{eff}} \nabla T) = Q \quad (10)$$

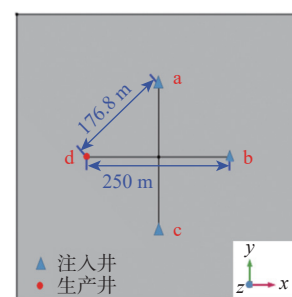
$$(\rho c_p)_{\text{eff}} = (1 - \phi) \rho_s c_{p,s} + \phi \rho_f c_{p,f} \quad (11)$$

$$\lambda_{\text{eff}} = \phi \lambda_f + (1 - \phi) \lambda_s \quad (12)$$

式中: $(\rho c_p)_{\text{eff}}$ 为恒压下的有效体积热容, $\text{J}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$; ρ_f 为流体密度, kg/m^3 ; $c_{p,f}$ 为恒压下流体比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; \mathbf{u} 为速度场, m/s ; λ_{eff} 为有效导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; Q 为热源, W/m^3 ; ρ_s 为恒压下岩石基质密度, kg/m^3 ; $c_{p,s}$ 为恒压下岩石基质比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; λ_f 为流体热导率, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; λ_s 为岩石基质热导率, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。



(a) 计算域与储层



(b) 井间距 (俯视图)

图 2 模型计算域

Fig.2 Model computation zone

储层渗透率远高于围岩。储层和盖层物性参数见表 1, 数据参考了相关文献^[24-25]。

表 1 储层和盖层物性参数

Table 1 Physical properties of reservoir and cap rocks

类型	密度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	比热容/ ($\text{J} \cdot (\text{kg} \cdot \text{K})^{-1}$)	热导率/ ($\text{W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$)	水平渗透率/ 孔隙度, mD %	
储层	2 700	800	2.0	500.0	30.0
围岩	2 800	850	2.2	0.1	5.0

1.4 初始条件及边界条件

模型采用质量流量入口和压力出口, 注入流体温度为 303.15 K, 注入流量为 60 kg/s (为所有注入井

1.3 几何模型

计算域长、宽、高分别为 3 000, 3 000 和 1 000 m, 储层位于计算域中心位置, 为边长 500 m 的立方体, 如图 2(a) 所示。上述尺寸设计, 基于边界效应分析和计算效率而确定。储层分为未改造段和改造段, 后者指利用射孔、压裂等工艺进行处理。井筒以一维直线表示, 生产井和注入井的长度均为 300 m, 对应储层的改造段, 井筒直径均为 0.152 4 m。以基本算例为例, 蓝线段和红线段分别代表注入井和生产井, 注采井水平间距分别为 176.8, 176.8 和 250.0 m, 如图 2(b) 所示。

的总流量), 平均生产压力设定为 23.0 MPa (等于储层中心点处原始压力)。储层初始含油饱和度、束缚水饱和度和残余油饱和度分别为 0.30, 0.22 和 0.20^[13]。模型顶部和底部边界设置为无流动和绝热边界, 侧边界设置为恒压和恒温边界, 用以模拟储层存在的流体和热量补充。模型顶部初始压力为 20.00 MPa, 压力梯度约为 6 000 Pa/m, 模型顶部初始温度为 333.15 K, 温度梯度为 0.035 K/m^[26]。

1.5 网格剖分及计算

计算域的网格划分方案如图 3 所示。首先, 在储层顶面生成三角形单元, 并细化注入井和生产井

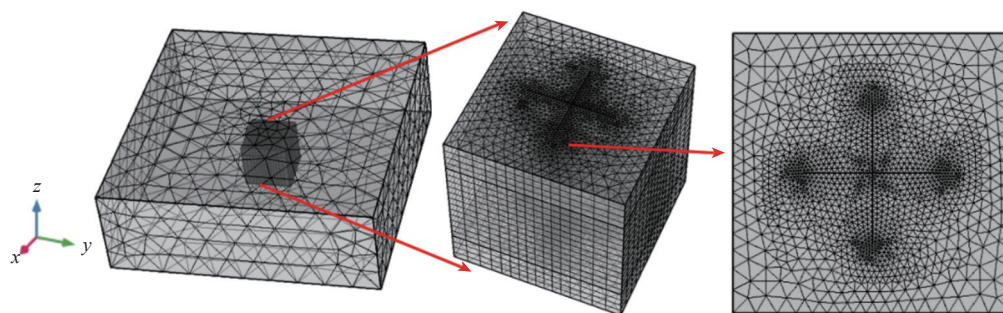


图 3 网格划分方案示意

Fig.3 Mesh division scheme

周围网格。然后,沿垂直方向(z 方向)扫掠网格至储层底面,以生成三角形棱柱体单元,剩余几何区域采用自由四面体网格进行划分。通过网格无关性分析,决定采用12.94万个网格和43.67万个自由度的划分方案进行计算,以确保具有较高的计算效率和求解精度。

对于单相热流耦合已经进行充分证明,本文主要对油水两相渗流进行验证。现有文献使用不同数

值软件(不包括 COMSOL)来计算相同的原油生产问题(油水两相流动)^[13],利用本模型对文献中2个算例进行了计算,结果如图4所示。产油量最大误差分别为19.8和22.4 t/d,原因是不同软件的计算和求解方法不同,生产后期吻合度较好。此外,利用本文模型计算得到的生产水油比位于参考文献中生产水油比的上下限之间,再次证明了本文多相流计算的可靠性。

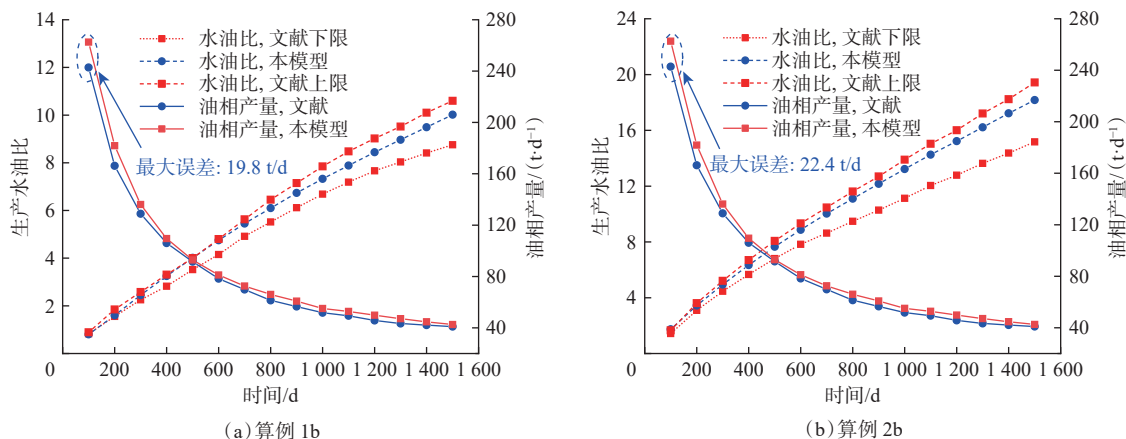


图4 本文模型结果与现有文献结果对比^[13, 19]

Fig.4 Comparison of results of proposed model with those of existing literature

模型研究周期为3 660 d,时间步长设为1 d。所有变量的相对容差,包括压力、温度、各相饱和度、因变量和状态变量等,均设为 10^{-5} ,并视为收敛标准,绝对容差设置为0.1。

2 数模结果及讨论

2.1 压力场

基于第2节所述基础算例,对压力场进行了分析,结果如图5所示。储层附近,特别是注入井附近

存在明显高压,而生产井附近压力保持在23.0 MPa(恒压生产)。流体自注入井沿径向流动至储层其他位置,波及区域明显。此外,边界处压力几乎无变化,表明所选几何模型尺寸合理,可减少边界效应应对结果的影响。

为定量分析,在图5中选取AC和BD两条直线作为观测对象,所得压力分布如图6所示。图6中,E点和F点、G点和H点分别为BD线和AC线与储层边界的交点。由图6(a)可知,注入井和生产井间的压力梯度远大于注入井与其他区域的对应值。由

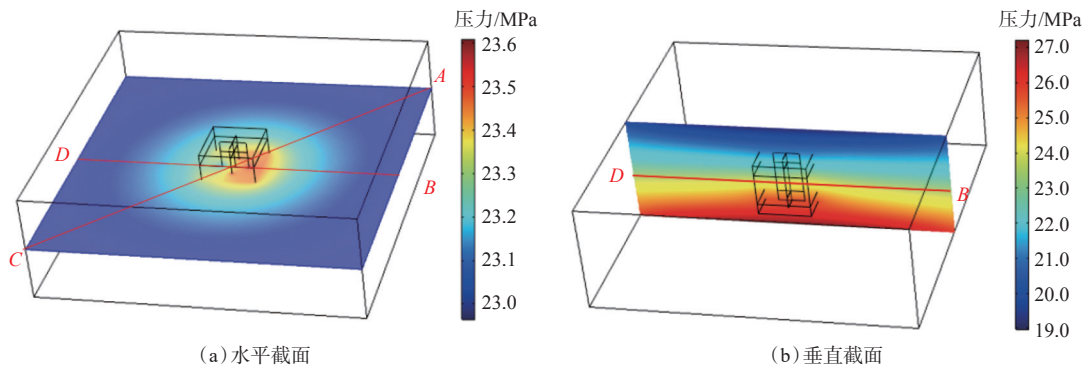


图5 生产3 660 d后不同截面压力分布

Fig.5 Pressure distribution at different sections after production of 3 660 days

此可推断出,注入井注入流体首先充满储层,导致储层压力升高,因盖层渗透率远低于储层,流体主要流向生产井,进而形成较大压力梯度。当流量达到稳定后,流体将逐渐流向渗透低的盖层。渗透率的巨大差异将导致储层和盖层交界处的压力急剧变化,此现象在靠近注入井一侧更为明显。流入盖层流体较少,对其压力分布影响不大,故压力梯度较小,盖层中压力变化相对平缓。在储层中,注入井 a 与生产井 b 的间距为 176.8 m,而注入井 b 与生产井 d 的间距为 250.0 m,故 a 井注入流体相比于 b 井更易流向生产井,所需生产压差较小,如图 6(b)所示。

2.2 温度场

与压力波及区域相比,温度场影响范围较小。开采 1 860 和 3 660 d 后储层温度场的分布如图 7 所示。从注入井到生产井,呈现明显的指进现象,生产后期发生热突破,即低温区开始波及到生产井处,生产温度从初始地层温度开始下降。就不同截面而言, a 井(c 井)的热突破时间早于 b 井,主要由前者井间距较小导致。此外,开采 1 860 d 后,低温区尚未扩散到生产井,3 660 d 后生产井附近出现了明显的低温,主要是由 a 井和 c 井的来流造成的。从图 7(d)和图 7(e)可以得出, a 井(c 井)和 d 井之

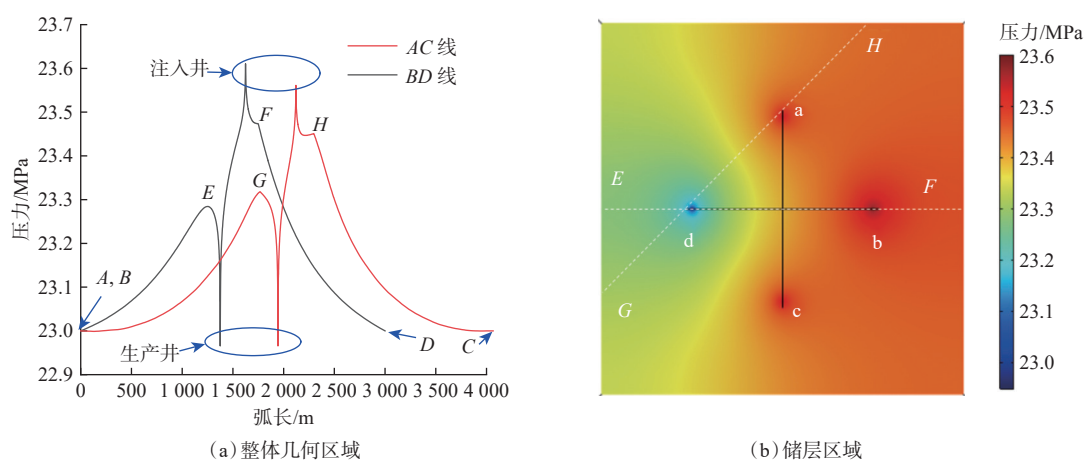


图 6 AC 和 BD 线的压力分布

Fig.6 Pressure distribution at Line AC and Line BD

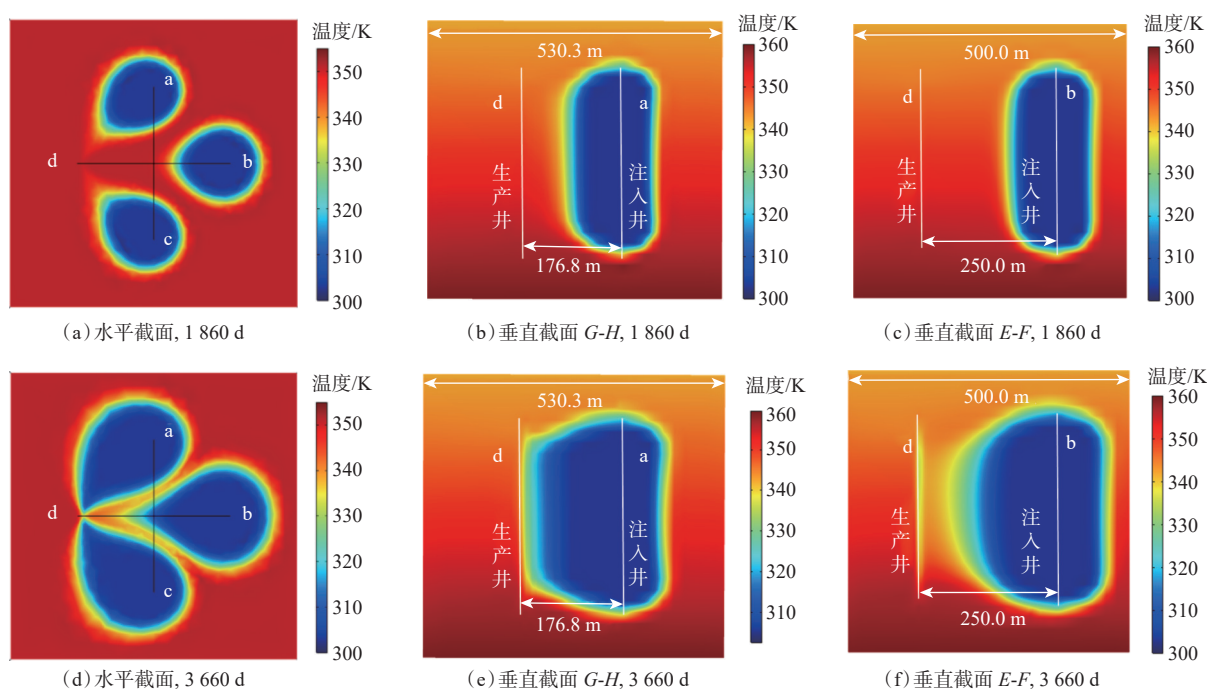


图 7 开采 1 860 和 3 660 d 后不同截面的温度分布

Fig.7 Temperature distribution at different sections after production of 1 860 and 3 660 days

间的裂缝已完全被低温区所覆盖,而b井和d井之间尚未实现完全的热突破,如图7(f)所示。

开采360,2960和3660d后b井和d井间的温度分布如图8所示。通过分析b井和d井间的温度分布,可对上述现象进行定量解释。

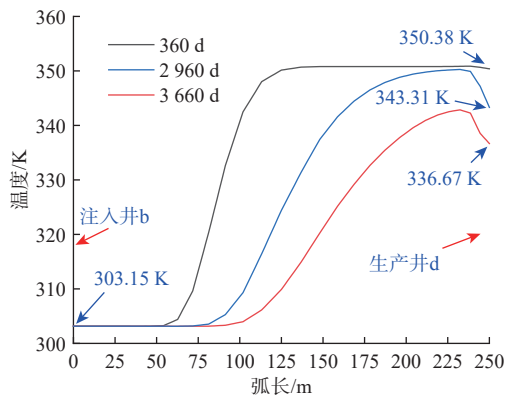


图8 开采360,2960和3660d后b井和d井间的温度分布

Fig.8 Temperature distribution between Well b and Well d after production of 360, 2960, and 3660 days

从图8可以得出,注入井附近的温度已近乎等于注入水的温度,表明该区域已完全冷却。早期,生产井附近的初始储层温度保持不变,经过长时间开采,生产井附近温度同样开始下降。值得注意的

是,以3660d的温度曲线为例,曲线在生产井处显著下降,而生产井附近的温度高于生产井的温度。说明此时b井和d井之间尚未实现完全热突破,生产井温度降是由注入井a和c的来水造成的,即注入井c和生产井d及注入井c和生产井间已发生完全热突破,导致注入水直接进入生产井。

2.3 油水两相分布

为分析不同初始含油饱和度(S_2)下井网取热系统的流动和传热特性差异,研究了生产温度、注采压差和生产质量流量随时间的变化规律,结果见图9。从图9可以看出,当初始含油饱和度为0.25时,算例的生产温度和注采压差均小于初始含油饱和度为0.30时。其中,生产温度差异不明显,因油相黏度远高于水相黏度,注采压差存在显著差异。上述规律对于纯水储层和初始含油饱和度为0.30的储层更为明显:开采3660d后注采压差和生产温度对应差分别为0.291 MPa和2.19 K。由于注入水部分保留在储层当中,导致失水现象发生,故各情况下生产质量流量均小于注入质量流量(60 kg/s)。黏度低的流体更容易流动,因此纯水储层中水损失较大,开采10年后初始含油饱和度为0.30的储层和纯水储层最大差值达0.19 kg/s。随着开采进行,由于不断注入水以补充地层压力,水损失程度逐渐降低。

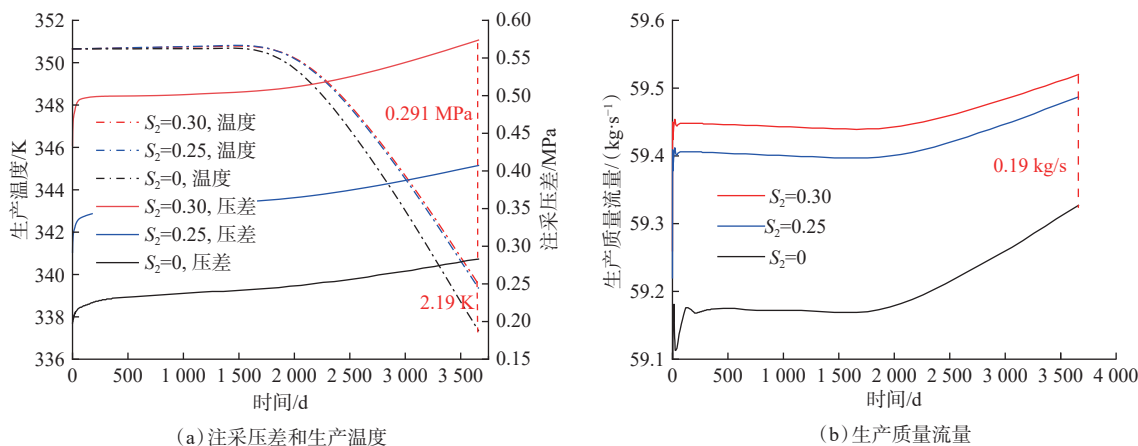


图9 不同初始含油饱和度下的生产特征

Fig.9 Comparison of production characteristics under different initial oil saturation

为分析储层基质中油相饱和度变化,选取图6(b)中b井左侧5m处的点为观测点,可知油相饱和度逐渐降低,水相饱和度逐渐增加,但变化幅度减小(见图10)。开采3660d后油相饱和度由0.300变为0.251,水相饱和度则由0.700变为0.749,油水饱和度相加始终为1。

2.4 井网对比

油田井网类型复杂,为对比不同井型组合、注采比下的取热性能差异,本文设置8个算例,对应8种不同井网类型,如图11所示。算例1是对照案例,不同井网的总注入流量和注入温度均相同(见前文)。不同井网注入井与生产井间距依次为:算

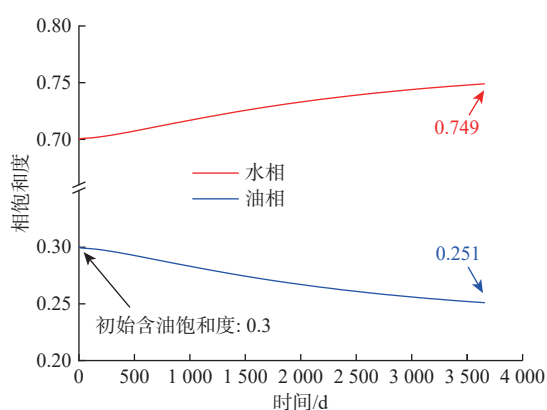


图 10 相饱和度变化曲线

Fig.10 Phase saturation curve

例 1 注采井间距为 176.8 和 250.0 m, 算例 2 注采井间距为 176.8 m, 算例 3 注采井间距为 176.8 和 250.0 m,

算例 4 和算例 5 注采井间距为 125.0 m, 算例 6 注采井间距为 125.0 和 176.8 m, 算例 7 和算例 8 注采井间距为 125.0 m。井网类型的选取, 均基于现场实际井网或已有文献: 通过调整油田区域井网注采比, 可获得与算例 1—算例 6 对应的井网, 算例 7 和算例 8 基于已有文献进行设计^[27]。

以储层中心水平截面为研究平面, 不同井网类型温度场和压力场分布如图 12 所示。由图 12 可知, 在相同条件下, 不同井网类型温压场分布存在明显差异, 主要体现在低压—高压边界差异, 低温区指进程度不同。上述不同是由井网控制体积不同造成的, 为此, 以生产温度、注采压差、生产流量和日产油量为指标, 对不同井网的生产性能进行了对比, 结果见图 13—图 16。

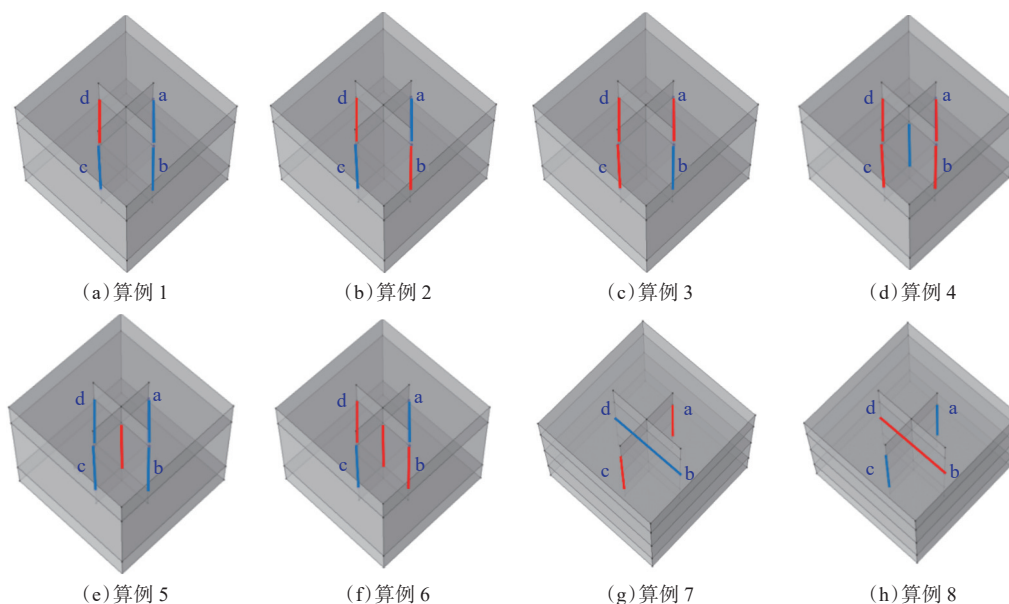


图 11 不同井网类型示意

Fig.11 Different well pattern types

图 13 为不同井网类型下生产温度随时间变化情况的对比。开采 3 660 d 后, 不同井网类型下生产温度差异明显, 最大差值达到 22.56 K, 其中算例 2 的生产温度达到 344.72 K, 为各算例最高值。算例 4 和算例 5 的生产温度相对较低, 均在 322 K 左右。从生产温度变化趋势可以得出, 整个生产过程中, 算例 5 的生产温度低于算例 4。

图 14 为不同井网类型下注采压差随时间的变化情况的对比。由于本文所设置的基质渗透率较大, 算例 1—6 的注采压差一般在 0.30~0.60 MPa, 算例 7 和算例 8 的生产压差值可达 1.0 MPa 以上。

此外, 通过分析发现, 含油储层注采压差的演变与纯水储层存在差异, 并非持续呈上升趋势, 而是存在短期下降阶段(算例 2—4, 算例 6), 甚至在研究期持续下降(算例 7)。随着开采进行, 纯水储层温度降低将导致水相黏度增加, 进而增大注采压差。在含油储层中, 影响注采压差的因素不仅包括温度降低导致流体黏度升高, 还包括油相饱和度变化。在相同温度下, 油相黏度远高于水相黏度。随着生产的进行, 参与流动油相的饱和度持续降低, 导致油水混合物黏度降低。注采压差曲线上升抑或是下降, 关键在于影响混合物黏度 2 个因素的主次关

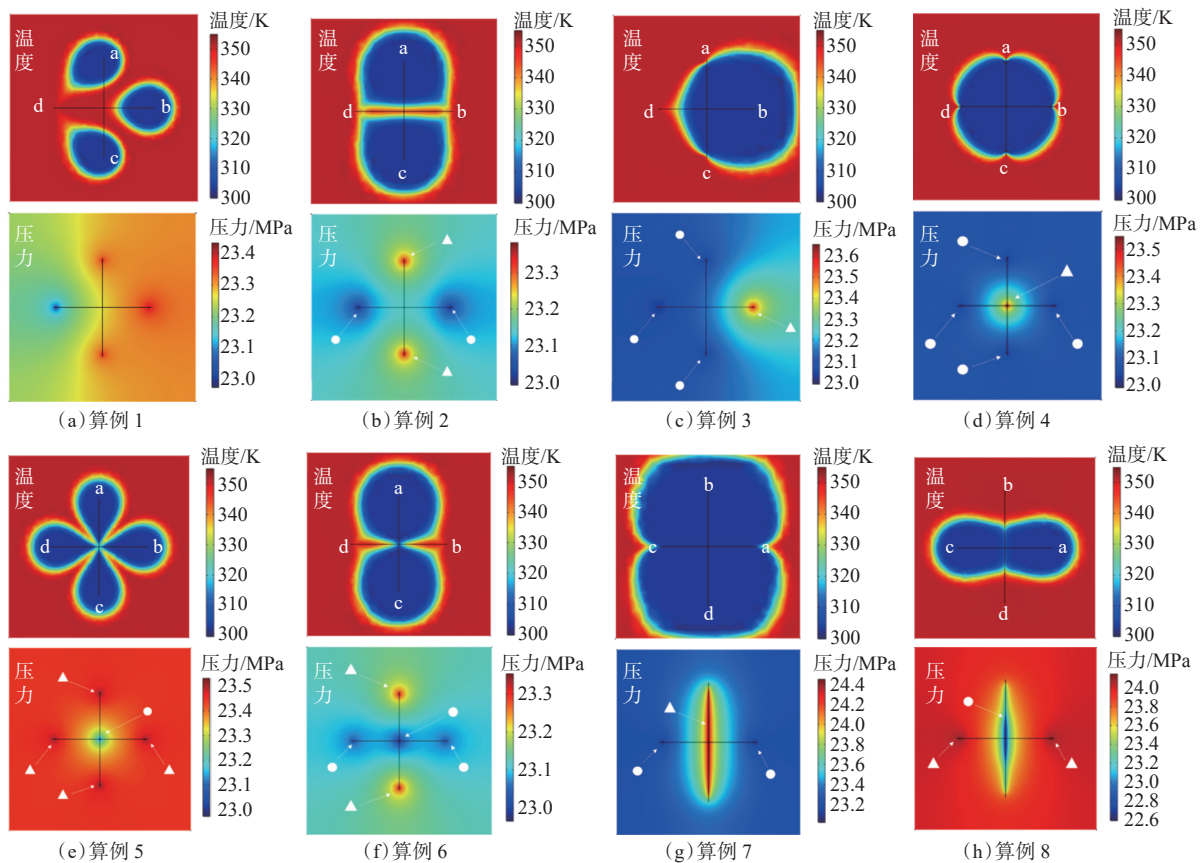


图 12 不同井网类型下温压场的对比

Fig.12 Comparison of temperature and pressure fields in different well pattern types

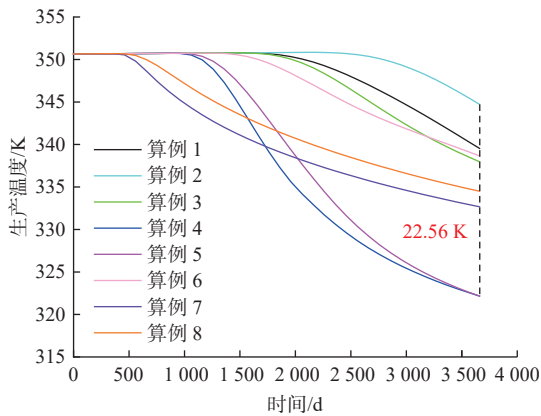


图 13 不同井网类型下生产温度的对比

Fig.13 Comparison of production temperatures in different well pattern types

系。在上述几个算例中,注采压差降低的原因,可认为是油相饱和度和降低所造成的油水混合物黏度降低效应强于受温度影响油水混合物的黏度升高效应。

图 15 和图 16 分别为不同井网类型下生产质量流量和日产油量随时间的变化情况的对比。经过 10 年的开采,不同井网类型下生产质量流量间最大

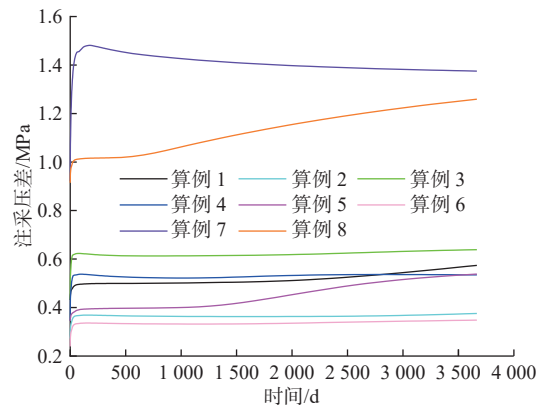


图 14 不同井网类型下注采压差的对比

Fig.14 Comparison of pressure differences between injection and production in different well pattern types

差值为 0.45 kg/s。除算例 4 和算例 8 外,其他算例的生产质量流量约为 59.60 kg/s。此外,由于失水,所有情况下的生产质量流量均小于注入质量流量。一般来说,注入水损失越小,提取效果越好。日产油量的变化与生产温度相似,10 年后日产油量的区间为 1.29 ~ 2.15 t,最大差值达到 0.87 t。

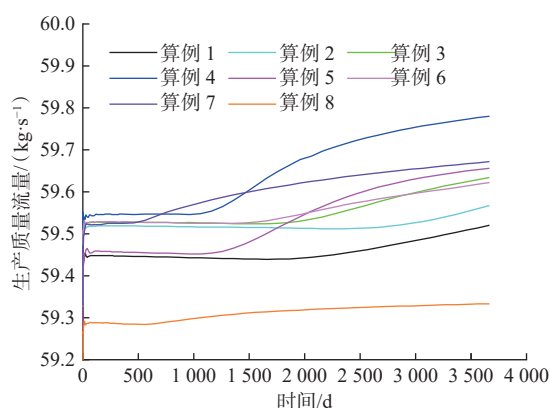


图 15 不同井网类型下生产质量流量的对比

Fig.15 Comparison of production mass flows in different well pattern types

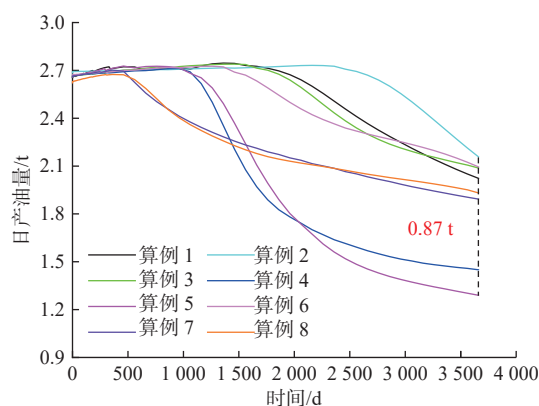


图 16 不同井网类型下日产油量的对比

Fig.16 Comparison of daily oil production in different well pattern types

综合分析生产温度、注采压差、生产质量流量和日产油量,算例 2 的生产温度和日产油量最高,其生产压差相对较低。因此,在本文研究条件下,算例 2 可被视为 8 种井网类型中的最优井型。

3 结 论

1) 温度场影响范围小于压力场,生产压差随初始含油饱和度增加而增加,生产温度随初始含油饱和度变化较小,油相在含油储层取热研究中不可忽视。

2) 与纯水储层不同,含油储层中的流体流动和传热受温度、油相饱和度的双重影响;在生产早期,温度降低占主导地位,而在生产后期,油相饱和度降低起主导作用,前者使流体黏度升高,后者使流体黏度降低,将对注采压差产生显著的影响。

3) 与算例 2 对应的井网类型(生产井和注水井交叉对称分布)具有最高的生产温度、日产油量和较低的生产压差,在所研究算例,热采效果最好。

不同井网类型具有不同的注采比和井距,因此生产特征差异明显,证明了开展废弃油井转地热井取热性能评价及井型对比的必要性。

参 考 文 献

References

- [1] 谢文萃,路睿,张盛生,等. 青海共和盆地干热岩勘查进展及开发技术探讨[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 77-84.
XIE Wenping, LU Rui, ZHANG Shengsheng, et al. Progress in hot dry rock exploration and a discussion on development technology in the Gonghe Basin of Qinghai[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 77-84.
- [2] BP. Statistical review of world energy 2020[R]. London: BP, 2020.
- [3] BU Xianbiao, MA Weibin, LI Huashan. Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells[J]. *Renewable Energy*, 2012, 41: 80-85.
- [4] 姜光政,高棚,饶松,等. 中国大陆地区大地热流数据汇编(第四版)[J]. 地球物理学报, 2016, 59(8): 2892-2910.
JIANG Guangzheng, GAO Peng, RAO Song, et al. Compilation of heat flow data in the continental area of China (4th ed)[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2016, 59(8): 2892-2910.
- [5] LI Kewen, BIAN Huiyuan, LIU Changwei, et al. Comparison of geothermal with solar and wind power generation systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 42: 1464-1474.
- [6] KUJAWA T, NOWAK W, STACHEL A A. Analysis of the exploitation of existing deep production wells for acquiring geothermal energy[J]. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2005, 78(1): 127-135.
- [7] CAULK R A, TOMAC I. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production[J]. *Renewable Energy*, 2017, 112: 388-397.
- [8] 宋先知,张逸群,李根生,等. 雄安新区地热井同轴套管闭式循环取热技术研究[J]. 天津大学学报(自然科学与工程技术版), 2021, 54(9): 971-981.
SONG Xianzhi, ZHANG Yiqun, LI Gensheng, et al. Performance study of the downhole coaxial closed-loop heat exchange technology in Xiong'an New Area[J]. *Journal of Tianjin University(Science and Technology)*, 2021, 54(9): 971-981.
- [9] 于超,张逸群,宋先知,等. 井下同轴闭式地热系统循环工质综合评价优选[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 101-107.
YU Chao, ZHANG Yiqun, SONG Xianzhi, et al. Comprehensive evaluation and optimization of circulating working fluids in the coaxial borehole heat exchanger closed-loop geothermal system[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(5): 101-107.
- [10] 宋先知,许富强,宋国锋. 废弃井地热能开发技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(6): 1-7.
SONG Xianzhi, XU Fuqiang, SONG Guofeng. Technical status and development suggestions in exploiting geothermal energy from abandoned wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(6): 1-7.
- [11] GONG Bin, LIANG Hongbin, XIN Shouliang, et al. Numerical studies on power generation from co-produced geothermal re-

- sources in oil fields and change in reservoir temperature[J]. *Renewable Energy*, 2013, 50: 722–731.
- [12] WESTPHAL D, WEIJERMARS R. Economic appraisal and scoping of geothermal energy extraction projects using depleted hydrocarbon wells[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2018, 22: 348–364.
- [13] NGHIEM L, COLLINS D A, SHARMA R. Seventh SPE comparative solution project: modelling of horizontal wells in reservoir simulation[R]. SPE 21221, 1991.
- [14] 朱广海, 刘章聪, 熊旭东, 等. 电加热稠油热采并筒温度场数值计算方法[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 110–115.
ZHU Guanghai, LIU Zhangcong, XIONG Xudong, et al. Numerical calculation method of the wellbore temperature field for electric heating heavy oil thermal recovery[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 110–115.
- [15] 蔡少斌, 杨永飞, 刘杰. 考虑热流固耦合作用的多孔介质孔隙尺度两相流动模拟[J]. *力学学报*, 2021, 53(8): 2225–2234.
CAI Shaobin, YANG Yongfei, LIU Jie. Pore-scale simulation of multiphase flow considering thermo-hydro-mechanical coupling effect in porous media[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2021, 53(8): 2225–2234.
- [16] HOLZBECHER E O. Modeling density-driven flow in porous media: Principles, numerics, software[M]. Berlin: Springer, 1998.
- [17] HEMMATI-SARAPARDEH A, SHOKROLLAHI A, TATAR A, et al. Reservoir oil viscosity determination using a rigorous approach[J]. *Fuel*, 2014, 116: 39–48.
- [18] WANG Jing, LIU Jungang, LI Zhaoguo, et al. Synchronous injection-production energy replenishment for a horizontal well in an ultra-low permeability sandstone reservoir: a case study of Changqing Oilfield in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 827–835.
- [19] XU Fuqiang, SONG Xianzhi, SONG Guofeng, et al. Numerical studies on heat extraction evaluation and multi-objective optimization of abandoned oil well patterns in intermittent operation mode[J]. *Energy*, 2023, 269: 126777.
- [20] GeoMark Research. RFD base (reservoir fluid database)[Z]. 2003.
- [21] 宋先知, 许富强, 姬佳炎, 等. 多层合采油藏废弃井网取热性能评价[J]. *天然气工业*, 2022, 42(4): 54–62.
SONG Xianzhi, XU Fuqiang, JI Jiayan, et al. Evaluation on the heat extraction performance of abandoned well pattern in multi-layer commingled production oil reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(4): 54–62.
- [22] BROOKS R H, COREY A T. Properties of porous media affecting fluid flow[J]. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 1966, 92(2): 61–88.
- [23] 石宇. 多分支井循环二氧化碳开采地热机理与参数研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
SHI Yu. Study on mechanism and parameters of geothermal exploitation using multilateral wells with CO₂ as working fluid[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020.
- [24] EPPELBAUM L, KUTASOV I, PILCHIN A. Thermal properties of rocks and density of fluids[M]//EPPELBAUM L, KUTASOV I, PILCHIN A. Applied geothermics. Berlin: Springer, 2014: 99–149.
- [25] 宋子豪. 油田废弃井网循环取热规律与方案优化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
SONG Zihao. Study on circulation heat extraction rule and scheme optimization of abandoned oilfield well pattern[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [26] XU Fuqiang, SONG Xianzhi, SONG Zihao, et al. Heat extraction and interlayer interference in heterogeneous multi-layer commingled production oil reservoir[R]. ARMA-2022-0504, 2022.
- [27] ABDELGAWAD A, MALEKZADEH D. Determination of the drainage area of horizontal wells in the presence of vertical wells: effect of reservoir and well parameters[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2001, 40(10): 45–54.

[编辑 令文学]