

注采单元地层结垢机理及数值模拟研究

李年银¹, 康佳¹, 张昊天¹, 陶卫东², 任屹³

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500; 2.中国石油大港油田分公司第四采油厂, 天津 300270; 3.中国石油冀东油田分公司南堡作业区, 河北唐山 063000)

摘要:注水开发是确保油田持续稳产, 提高原油采收率最经济、有效的措施之一。然而长期的注水开发过程中地层结垢不可避免, 严重影响和制约油田开发效果。以注采单元为研究对象, 基于热力学及溶度积规则等理论, 考虑地层温度、压力、成垢离子浓度以及流速等因素的影响, 建立了注采单元地层结垢数值模型, 包括压力场模型、温度场模型、孔隙度与渗透率分布模型以及地层结垢模型, 并根据油田实际生产数据, 运用 MATLAB 数学模拟软件进行实例模拟, 分析各因素对注采单元内结垢总量、结垢范围、结垢量分布以及地层结垢对视吸水指数和渗透率的影响。结果表明, 注水井近井地带温度较低, 溶解平衡常数较小且流速大, 难以结垢; 径向往外, 地层温度升高, 注入水的流速大幅减缓, 最易成垢; 继续往外, 成垢离子浓度低于最小结垢浓度时, 不再结垢。

关键词:注采单元; 注水井; 结垢模型; 阻垢率; 数值模拟

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Study on mechanism and numerical simulation of formation scaling in injection-production unit

LI Nianyin¹, KANG Jia¹, ZHANG Haotian¹, TAO Weidong², REN Yi³

(1.State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.No. 4 Oil Production Plant, Dagang Oilfield, CNPC, Tianjin 300270, China; 3.Nanpu Operating Area, Jidong Oilfield, CNPC, Tangshan, Hebei 063000, China)

Abstract: Water flooding is one of the most economical and effective measures for the sustainable and stable production of oil field and EOR (enhance oil recovery). However, formation scaling is inevitable in the process of long-term water flooding, which seriously affects and restricts the effect of oil field development. Taking injection-production unit as the research object, based on thermodynamic theory and solubility product rule, and considering the influence of formation temperature, pressure, scaling ion concentration and flow rate, the numerical models of formation scaling in injection-production unit was established, including pressure field model, temperature field model, porosity and permeability distribution model and formation scaling model. Meanwhile, according to the actual production data of oil field, mathematical simulation software—MATLAB—was used to carry out the case to analyze the influence of each factor on the total scaling amount, scaling range, distribution of scaling quantity and formation scaling on apparent water absorption index and permeability in injection-production unit. The results showed that the temperature of the immediate vicinity of the injection wells was low, the dissolution equilibrium constant was small and the flow rate was high, so that scaling was difficult. When in radial outward direction, the formation temperature increased, and the flow rate decreased greatly, which made it the most easy condition for scaling. Continue outward, when the scaling ion concentration was lower than the minimum scaling concentration, scale would no longer form.

Key words: injection-production unit, injection well, scaling model, scale inhibition rate, numerical simulation

收稿日期: 2018-10-12。

第一作者简介: 李年银(1979—), 男, 副教授, 博士, 从事油气藏增产改造、采油采气工程工作。通讯地址: 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: linianyin@swpu.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金石油化工联合基金(A类)“复杂碳酸盐岩储层转向酸与固体转向剂协同转向机理研究”(U1762107); 国家自然科学基金“多孔介质中酸液的流动反应行为研究”(51574197)。

随着油田的不断开采,地层压力不断衰减,原油的开采越发困难,提高原油采收率已成为各大油田的工作核心。注水开发是保持储层压力和提高采收率的重要方式之一,已被全世界广泛应用^[1-2]。油田注水开发伴随许多新的难题,其中地层结垢和阻垢已是油田普遍面临的难题。

地层结垢是一个复杂传质和能量转换的过程,主要受温度、压力、垢离子浓度以及流速的影响^[3-4]。地层结垢由于在高温条件下注入水与地层水不配伍,产生难溶于水的垢颗粒,经过结晶和溶解作用,最终达到溶解平衡,形成稳定的垢。地层结垢会造成储层堵塞,设备磨损或腐蚀等危害^[5],也会降低注水井的注入能力,缩短注水井作业周期,降低采收率,甚至还会损害油气资源,提前结束油田的生产寿命^[6-7]。

地层结垢的模拟对油田增产改造有着至关重要的作用,模拟结垢量、结垢分布范围、视吸水指数以及储层渗透率变化等,能够指导现场施工,提高原油采收率。目前较多的是对单一注水井的结垢进行模拟,未能考虑到注采单元的整体情况,误差不免较大。为了提高模拟效果,对注采单元的结垢模拟是有必要的,也是目前油田亟待解决的问题。1944年,RYZNAR^[8]提出 Ryznar 稳定指数法,更符合油田实际情况,但未考虑压力的影响,使应用受到限制。1952年,Stiff 和 DAVIS^[9-10]提出的 Stiff—Davis 饱和指数法,该方法适用的温度范围为 0℃~100℃,由于很多储层温度超过 100℃而使应用受到了一定的限制,对 CO₂ 的逸度和 CO₂ 在油、水中的分配均未考虑。1982年,ODDO 和 TOMSON^[11]提出 Oddo—Tomson 饱和指数法,该方法对温度、压力和离子强度进行校正,不需要测量 pH 值,但经验性强,需要较多的实验数据进行拟合,从而降低了适用性。2014年,HAGHTALAB 等^[12]利用固液平衡、ENRTL 活度系数模型、质量平衡和电中性方程,提出了一种预测不同矿物结垢的新方法,主要从实验角度对结垢进行预测,未考虑实际生产过程中采油井的影响,降低了准确度。2016年,THYNE 和 BRADY^[13]利用热力学方法重点研究了 pH 值在地层结垢预测方面的应用,考虑因素单一,针对性强。2016年,YANG 等^[14]考虑了流速和温度的影响,建立了较为系统的碳酸钙预测模型,由于依然未考虑注采单元的渗流系统对地层结垢的影响,降低了准确度。注采单元是一个较为完整的渗流系统,

以单一注水井为研究对象的结垢模拟很大程度上降低了模拟的准确度。提出以注采单元作为模拟对象,以溶解平衡原理、热力学、离子缔合、溶度积规则、同离子效应等理论为基础,以温度、压力、离子浓度及流速等为影响因素,建立注采单元地层压力场模型、温度场模型、孔隙度模型、地层结垢模型及阻垢模型,以此研究注采单元结垢总量、结垢分布范围、结垢量分布及地层结垢对视吸水指数和渗透率的影响,建立更符合油田实际情况的结垢预测模型。

1 结垢模型的建立

影响结垢的因素主要有地层的非均质性、地层压力、地层温度以及盐离子浓度,以此作为建模的基本参数。基本的假设条件如下:

- 1) 固液两相不可压缩,同时彼此不发生化学反应;
- 2) 不考虑毛管力和重力影响;
- 3) 地层厚度均一;
- 4) 忽略流体动能变化及黏度耗散造成的热运动;
- 5) 注水开发地层压力一般大于原油泡点压力,因此,忽略气相的存在^[15-16]。

1.1 压力场模型

径向渗流遵从达西定律如下:

$$Q = \frac{KA}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (1)$$

对于地层中的任一井,任意距离 r 的流动面积 $A=2\pi rh$,则上式变为:

$$Q = \frac{2\pi rhK}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (2)$$

假设 Q 为常数,分离变量并积分得到:

$$\int_{P_{wf}}^P dP = \frac{Q\mu}{2\pi hK} \int_{r_w}^r \frac{dr}{r} \quad (3)$$

根据势的叠加原理,多井同时生产,地层内各点的压力为:

$$P = P_1 + P_2 + \dots + P_n - (n-1)P_e \quad (4)$$

将式(4)代入式(3),得出多井同时生产时地层中任意一点的地层压力的表达式为:

$$P = \sum_{i=1}^n P_i' + \sum_{i=1}^n \left(\frac{1.842 \times 10^{-3} \mu Q_i}{K K_{rw} h_i} \ln \frac{r_i}{r_{wi}} \right) - (n-1)P_e \quad (5)$$

取 $M = KK_{rw}/\mu$,则式(5)变换为:

$$P = P_1 + \frac{1.842 \times 10^{-3} \mu}{M} \left(\frac{Q_1}{h_1} \ln \frac{r_1}{r_{w1}} + \sum_{i=2}^n \frac{Q_i}{h_i} \ln \frac{r_i}{d_{ii}} \right) \quad (6)$$

式(1)一式(6)中: P 为地层压力,MPa; A 为泄油面积, km^2 ; r_i 为某井泄油半径,m; h 为任意井储层有效厚度,m; K 为地层平均渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; Q 为任意井的注水量或产量, m^3/d ; Q_i 为某井的产量, m^3/d ; h_i 为某井储层有效厚度,m; μ 为储层条件下的流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; P' 为任意井的地层压力,MPa; d_{ii} 为某采油井与注水井的井间距,m; r_{wi} 为任意井井筒半径,m, $i=1,2,3\cdots$; M 为替代变量, $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; K_w 为储层相对渗透率,无量纲; n 为井数,无量纲; P_e 为储层原始压力,MPa。

1.2 温度场模型

最小模拟单元的热交换过程分为两部分,一部分是流体与岩石间的热交换过程,另一部分是单元体内部间的热交换过程。

1) 单元体内部热交换

左侧传入单元体热量为:

$$\tau_l \phi r \theta H \frac{\partial T}{\partial r} + \tau_r (1 - \phi) r \theta H \frac{\partial T}{\partial r} \quad (7)$$

右侧传出单元体热量为:

$$[\tau_l \phi + \tau_r (1 - \phi)] (r + \Delta r) \theta H \frac{\partial}{\partial r} \left(T + \frac{\partial T}{\partial r} dr \right) \quad (8)$$

2) 流体与岩石间热交换

左侧流入单元体热量为:

$$\rho_l v_r r \theta H C_l T \quad (9)$$

右侧流出单元体热量为:

$$\left(v_r + \frac{\partial v_r}{\partial r} dr \right) \rho_l (r + dr) \theta H C_l \left(T + \frac{\partial T}{\partial r} dr \right) \quad (10)$$

3) 单元体单位时间热量变化

$$[\phi \rho_l C_l + (1 - \phi) \rho_r C_r] r \theta dr H \frac{\partial T}{\partial t} \quad (11)$$

由热平衡方程式得:

$$\begin{aligned} & [\tau_l \phi + \tau_r (1 - \phi)] r \theta H \frac{\partial T}{\partial r} + \rho_l v_r r \theta H C_l T - \\ & [\tau_l \phi + \tau_r (1 - \phi)] (r + \Delta r) \theta H \frac{\partial}{\partial r} \left(T + \frac{\partial T}{\partial r} dr \right) - \\ & \left(v_r + \frac{\partial v_r}{\partial r} dr \right) \rho_l (r + dr) \theta H C_l \left(T + \frac{\partial T}{\partial r} dr \right) + \\ & [\phi \rho_l C_l + (1 - \phi) \rho_r C_r] r \theta dr H \frac{\partial T}{\partial t} = 0 \end{aligned} \quad (12)$$

式(7)一式(12)中: T 为储层温度, $^{\circ}\text{C}$; ϕ 为孔隙度,无量纲; r 为储层中任一点距井筒的距离,m; θ 为夹角网格的角度,rad; v_r 为液体流入径向速度,m/min; τ_l 为注入水导热系数, $4\,185.8\text{ J}/(\text{m}\cdot\text{min}\cdot^{\circ}\text{C})$; Δr 为某网格长

度,m; C_l 为注入水比热, $4\,185.8\text{ J}/(\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C})$; τ_r 为地层岩石导热系数, $4\,185.8\text{ J}/(\text{m}\cdot\text{min}\cdot^{\circ}\text{C})$; ρ_r 为地层岩石密度, kg/m^3 ; ρ_l 为注入水密度, kg/m^3 ; C_r 为地层岩石比热, $4\,185.8\text{ J}/(\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C})$; H 为储层厚度,m。

经简化式(12)写为如下形式:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{A_1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = B_1 \frac{\partial T}{\partial t} \\ T|_{r=r_w} = T_w (\text{边界条件}) \\ T|_{r=r_e} = T_0 (\text{边界条件}) \\ T|_{t=0} = T_0 (\text{初始条件}) \end{cases} \quad (13)$$

其中:

$$\begin{aligned} A_1 &= 1 + \frac{r_w V_w \rho_l C_l}{\tau_l \phi + \tau_r (1 - \phi)} \\ B_1 &= \frac{(1 - \phi) \rho_r C_r + \phi \rho_l C_l}{\tau_l \phi + \tau_r (1 - \phi)} \end{aligned} \quad (14)$$

式(13)一式(14)中: T_w 为井筒在井底的温度, $^{\circ}\text{C}$; T_0 为储层初始温度, $^{\circ}\text{C}$; r_e 为控油半径,m; A_1 、 B_1 为替代变量,无量纲; V_w 为井壁处液体表观速度,m/min。

1.3 初始孔隙度、渗透率分布模型

建立孔隙度随机正态分布模型:

$$\phi = \begin{cases} 0.95 & (\phi \geq 0.95) \\ \phi_0 + \phi_0 \sigma G & (0.05 < \phi < 0.95) \\ 0.05 & (\phi \leq 0.05) \end{cases} \quad (15)$$

引用Garman—Kozeny半经验关系式来表征孔隙介质中物性的改变^[7]。

$$\frac{K}{K_0} = \frac{\phi}{\phi_0} \left[\frac{\phi(1 - \phi_0)}{\phi_0(1 - \phi)} \right]^{2\beta} \quad (16)$$

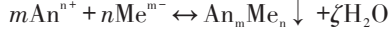
式(15)一式(16)中: ϕ_0 为初始孔隙度,无因次; ϕ 为任意时刻的孔隙度,无因次; K_0 为初始渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K 为任意时刻的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; β 为由实验测得的数值,无因次; G 为符合随机正态分布的数组,范围是 $-1 \sim 1$,无因次; σ 为标准偏差系数,取值范围是 $0 \sim 1$,无因次。

1.4 地层结垢模型

注入水流经储层后,由于热扩散、水动力扩散以及岩石非均质导致的分散作用,在近井区域会形成一个热过渡区域。随着温度的不断升高,成垢阳离子(如 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Sr^{2+} 、 Ba^{2+} 等)与成垢阴离子(如 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 等)的溶解平衡常数增大,促使 CaCO_3 、 MgSO_4 等难溶于水的物质生成;另一方面,注入水与地层水不配伍,在同离子效应作用下,也能促使该类

物质的生成。长时间的注水,该类难溶于水的物质不断累积,最终导致地层结垢。

地层结垢可通过以下反应式进行简单表示:



该反应为可逆反应,沉淀物微溶于水,其中 $\zeta \geq 0$ 。

地层是否能够结垢可以用饱和度指数进行评判^[18-19],为了弄清饱和指数概念,引入饱和比。其定义为离子的活度积与溶度积之比,如式(17):

$$F_s = [\text{Me}][\text{An}]/K_c \quad (17)$$

由于活度为活度系数与浓度的乘积,而活度系数又是温度、压力和离子强度的函数,溶度积亦是温度、压力和离子强度的函数,故在预测方程中需使用溶度积系数 K_c 。

由式(17)可引入饱和度指数 I_s ,得出式(18)。

$$I_s = \log(F_s) = \log\{[\text{Me}][\text{An}]/K_c(T, P, S_i)\} \quad (18)$$

$$S_i = \frac{1}{2} \sum c_i z_i^2 \quad (19)$$

式中: $[\text{Me}]$ 为阳离子活度; $[\text{An}]$ 为阴离子活度; K_c 为物质的溶度积; T 为储层温度, $^{\circ}\text{C}$; P 为压力, MPa ; S_i 为离子强度, mol/dm^3 。

判断地层是否能够结垢的标准为:当 $I_s = 0$ 时,表示溶液与固体垢相平衡;当 $I_s > 0$ 时,表示过饱和状态,能形成结垢;当 $I_s < 0$ 时,表示欠饱和状态,不能形成垢。

1) 结垢分布范围

注水井的结垢分布范围对除垢的深度有重要意义,其结垢距离井筒的最大距离和最小距离可通过式(20)一式(21)求得:

$$\log\left\{[\text{Me}][\text{An}]/K_c(T_{(i,j)\max}, P_{(i,j)\max}, S_i)\right\} = 0 \quad (20)$$

$$\log\left\{[\text{Me}][\text{An}]/K_c(T_{(i,j)\min}, P_{(i,j)\min}, S_i)\right\} = 0 \quad (21)$$

2) 结垢量

注水井的结垢量对除垢剂用量有重要意义^[20],其结垢量可通过式(22)求得:

$$W = \frac{C_{\text{Me}}^{\text{in}} - C_{\text{Me}}^{\text{out}}}{M_{\text{Me}}} MQt \quad (22)$$

式中: $C_{\text{Me}}^{\text{in}}$ 为注入液中结垢阳离子浓度, g/L ; $C_{\text{Me}}^{\text{out}}$ 为采出液中结垢阳离子浓度, g/L ; M_{Me} 为结垢阳离子相对分子质量; M 为垢相对分子质量。

3) 结垢分布

注水井的结垢分布主要是反映各处的结垢量,掌握各点堵塞情况,判断最大结垢点,可通过式

(23)一式(25)求得:

$$\frac{\partial W_{(i,j)}}{\partial t} = -Q_{(i,j)} \Delta(C_{\text{Me}}t) \frac{M}{M_{\text{Me}}} \quad (23)$$

$$\frac{\partial \left((C_{\text{Me}})^m (C_{\text{An}})^n / K_c(T_{(i,j)}, P_{(i,j)}, S_i) \right)^{1/k}}{\partial t} = -Q_{(i,j)} \Delta(C_{\text{Me}}t) \frac{M}{M_{\text{Me}}} \quad (24)$$

$$Q_{(i,j)} = Q_{(i-1,j)} K_{(i,j)} / (K_{(i,j+1)} + K_{(i,j)} + K_{(i,j-1)}) + Q_{(i-1,j)} K_{(i,j)} / (K_{(i,j+2)} + K_{(i,j+1)} + K_{(i,j)}) + Q_{(i-1,j)} K_{(i,j)} / (K_{(i,j)} + K_{(i,j-1)} + K_{(i,j-2)}) \quad (25)$$

式(23)一式(25)中: $W_{(i,j)}$ 为某点单位体积的结垢量, kg/L ; C_{Me} 为某点结垢阳离子浓度, mg/L ; C_{An} 为某点结垢阴离子浓度, mg/L ; $K_{(i,j)}$ 为储层某点的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4) 孔隙度的变化

孔隙度的变化主要是研究结垢造成的地层堵塞情况,可通过式(26)求得:

$$\Delta\phi_{(i,j)} = 4\pi \left(\frac{3\Delta W_{(i,j)}}{4\pi\rho_r} \right)^{2/3} \quad (26)$$

式中: $\phi_{(i,j)}$ 为储层某点的孔隙度,无量纲。

1.5 阻垢模型

目前普遍使用的阻垢剂作用机理是阻垢剂的阴离子与水中成垢阳离子形成五元或六元螯合环,将金属离子封闭起来,阻止金属离子和水中其他阴离子接触生成结垢物质,增加了难溶物在水中的饱和溶解度,从而起到阻垢作用^[21]。该模型引入平均阻垢率来表征加入阻垢剂之后的结垢量,不同温度、压力下的平均阻垢率可通过室内实验法测得,然后将该参数带入结垢模型即可得到阻垢模型。

根据质量守恒有:

$$\frac{\partial \left((C_{\text{Me}}^{\text{in}})^m (C_{\text{An}}^{\text{in}})^n / K_c(T_i, P_i, S_i) \right)^{1/k}}{\partial t} = \frac{C_{\text{Me}}^{\text{in}} - C_{\text{Me}}^{\text{out}}}{M_{\text{Me}}} MQ \quad (27)$$

引入平均阻垢率可得:

$$W_c = \bar{\eta} W_o \quad (28)$$

阻垢率与温度、压力有关,引入这两个影响因素则有:

$$\frac{\partial \left((C_{\text{Me}}^{\text{c}})^m (C_{\text{An}}^{\text{c}})^n / K_c(T_i, P_i) \right)^{1/k}}{\partial t} = \eta(T, P) \frac{\partial \left((C_{\text{Me}}^{\text{in}})^m (C_{\text{An}}^{\text{in}})^n / K_c(T_i, P_i) \right)^{1/k}}{\partial t} \quad (29)$$

表1 水质参数

Table 1 Water quality parameters

地层水离子浓度/(mg·L ⁻¹)						注入水离子浓度/(mg·L ⁻¹)					
Ca ²⁺	Na ⁺ ,K ⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Na ⁺ ,K ⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻
140	2 680	61	2 570	3 051	288	560	2 716	45	3 962	640	225

表2 物性参数

Table 2 Physical parameters

地层孔隙度	地层渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	地层压力/ MPa	地层温度/ ℃	岩石比热/ [J·(kg·K) ⁻¹]	岩石导热系数	岩石密度/ (g·cm ⁻³)	井筒半径/ m
0.2	86.2	27.9	109	4 186.8	96	2.8	0.1

表3 注采单元生产数据

Table 3 Production data of injection-production unit

井号	产量/(m ³ ·d ⁻¹)	注水量/(m ³ ·d ⁻¹)
采油井 X1030	15	
X1036	25	
X1022	30	
注水井 X1007		100

2 模型求解

偏微分方程的求解首先是通过差分方法将方程离散化,利用数值方法求解各网格节点上的离散解,即地层压力 $P(i,j,t)$ 、温度 $T(i,j,t)$ 及成垢离子浓度 $C(i,j,t)$ 随时间、距离的动态变化。然后将 $P(i,j,t)$ 、 $T(i,j,t)$ 、 $C(i,j,t)$ 计算结果代入结垢模型和阻垢模型,求出饱和度指数 I_s 随时间、距离的动态变化,即 $I_s(i,j,t)$,根据临界饱和度指数判断油田水结垢趋势。当存在结垢时,计算单元体内的结垢量 $W(i,j)$,以及流出单元体的成垢离子浓度,并由孔隙度变化模型求解孔隙度的变化,再根据Garman—Kozeny半经验关系式求解渗透率的变化。最后进入循环计算,直到成垢离子浓度达到最小结垢浓度。

3 实例应用

选取某油田中某一注采单元的实际参数值进行模拟,具体参数见表1—表3。

该注采单元注水生产总时间为3 a,在两年半的时候开始使用阻垢剂,阻垢剂使用浓度为50 mg/L,模拟结垢见图1、图2。

压力从注水井开始主要沿着水驱方向降低,温度的变化主要集中在距井筒10 m左右的范围,在这区间里,注入水温度已经通过热交换达到地层原始温度,再往外延伸后,温度基本无变化。温度是结垢的主要影响因素,温度变化范围太小,其决定了结垢的分布也在一个较小的范围。如果从整个注采单元来看,结果不便于观察,所以取注水井井筒周围10 m的范围进行结垢模拟结果的展示(图3、图4)。

成垢阳离子浓度从注水井开始沿着水驱方向先

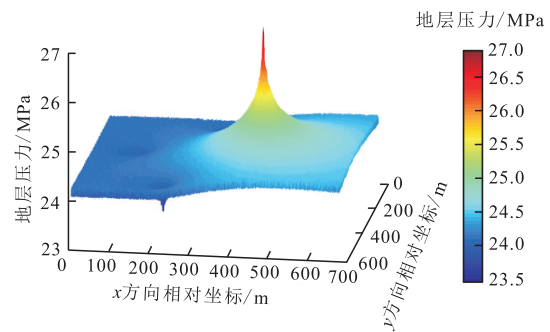


图1 注采单元地层压力分布

Fig. 1 Formation pressure distribution of injection-production unit

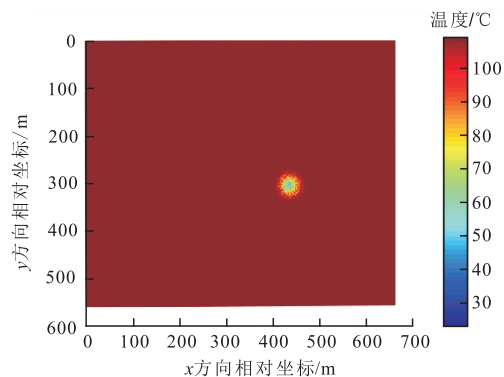


图2 注采单元地层温度分布

Fig. 2 Formation temperature distribution of injection-production unit

不变,接着缓慢减小,随后快速减小,最后维持在最小成垢离子浓度;结垢分布在距注水井井筒2~8 m的范围,主要分布在5 m左右。

注采单元的结垢总量呈直线上升,这是由于注入水的水质不变,注水井离采油井距离远,存在充分的结垢时间。采油井端地层温度恒定,则垢的溶解平衡常数恒定,各采油井端采出水的成垢阳离子浓度相同,成垢阳离子浓度变化相同,则结垢量与时间呈线性关系。在加入阻垢剂后,阻垢剂的阴离子与水中成垢阳离子形成五元或六元螯合环将金属离子封闭起来,阻止金属离子和水中其他阴离子接触生成结垢物质,增加了难溶物在水中的饱和溶解度。结垢明显变缓,累计结垢速度由每月49.3 kg降低至每月14.2 kg,模拟总体阻垢率为70%,实验室实测值

为72%,模拟效果好。视吸水指数呈负指数下降,其主要表征的是储层的吸液能力(图5)。由于不断地结垢,造成孔隙堵塞,地层渗透率不断下降,注水越来越困难。若想保持注入量不变,就需不断提高注水压力,这就增加了成本、施工难度以及危险性。

结垢分布范围呈对数上升,达到8 m左右时增加变缓(图6)。这是由于距离井筒越近,流体流速越快,注入水可快速波及到近井地带,并在地层高温下结垢,随着距离增加,流速变慢,此时成垢离子的浓度已经低于最小结垢离子浓度,难以结垢,结垢分布范围几乎不变。

由于模型中设定了地层是非均质的,各方向的

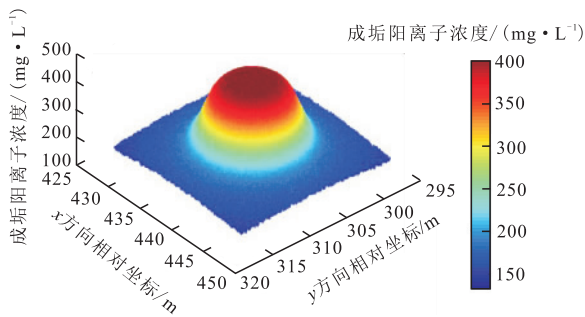


图3 注采单元成垢阳离子分布

Fig. 3 Cationic distribution of scale in injection-production unit

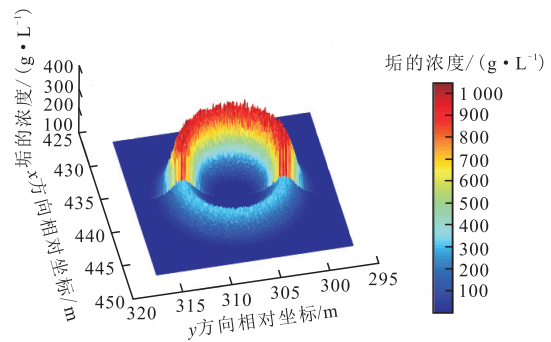


图4 注采单元结垢分布

Fig. 4 Distribution of scale in injection-production unit

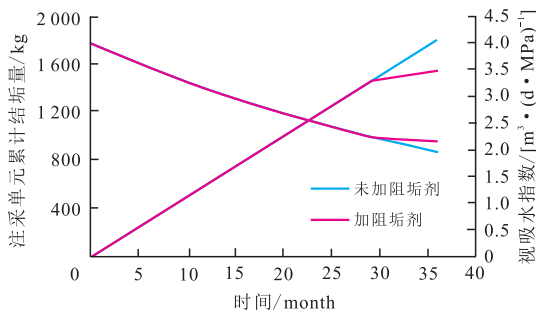


图5 注采单元结垢量、视吸水指数随时间的变化

Fig. 5 Variation of scale amount and apparent water absorption index with time in injection-production unit

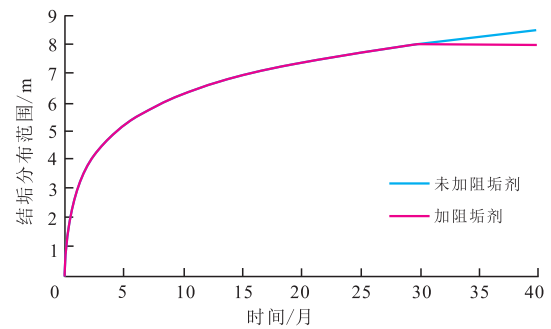


图6 结垢分布范围随时间的变化

Fig. 6 Variation of scale distribution range with time

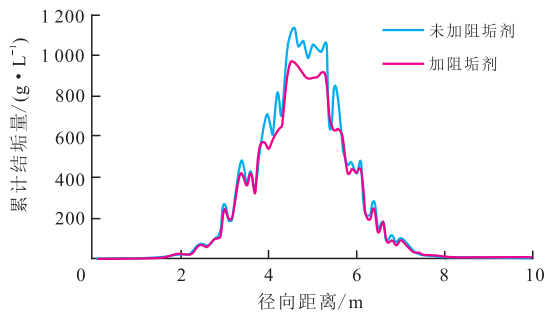


图7 注水井沿井X1022径向方向的结垢量

Fig. 7 Scale amount of water injection wells along the radial direction of well-X1022

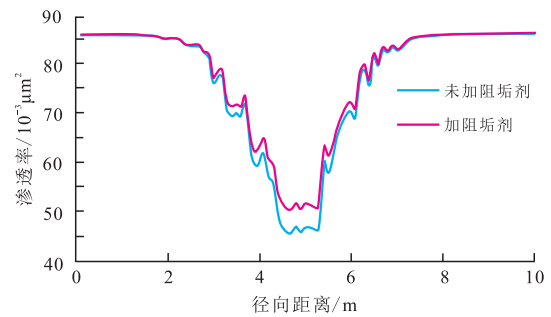


图8 注水井沿井X1022径向方向的渗透率

Fig. 8 Permeability of water injection wells along the radial direction of well-X1022

结垢量变化不一样,此处选取注水井沿井 X1022 的径向方向研究结垢特征(图7、图8)。距井筒 2 m 左右不发生结垢,主要是由于注入水温度较低,降低了近井地带的地层温度。温度过低,溶解平衡常数非常小,难以结垢,加之近井地带注入水流速过高,垢微粒不易沉淀,所以难以成垢。距离井筒 5 m 左右,地层温度较高,注入水的流速大幅减缓,是成垢的最佳地方,所以产生大量垢。到 8 m 左右,成垢离子浓度小于最小结垢浓度,所以不再结垢。加入阻垢剂后,最高结垢量由 1 102 g/L 降低到 980 g/L,最低渗透率由 $45.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加到 $50.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4 结论

1) 地层压力从注水井开始沿水驱方向逐渐降低,沿油井的直线方向降低最快。地层温度的变化范围较小,主要集中在井筒附近。

2) 成垢阳离子沿着水驱方向先不变,接着缓慢减小,随后快速减小,最后趋于不变。

3) 注水井近井地带温度较低,溶解平衡常数非常小,流速过高,难以结垢;径向往外,地层温度升高,注入水流速大幅减缓,最易成垢;继续往外,成垢离子浓度小于最小结垢浓度,不再结垢。

4) 地层结垢主要受温度和成垢离子浓度分布影响,而地层压力对其影响相对较小。

参考文献

- [1] FARUK C. Reservoir Formation Damage. Third Edition[M]. San Francisco: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [2] FENG Q H, CHEN H W, ANG X W, et al. Well control optimization considering formation damage caused by suspended particles in injected water[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35(Part A): 21-32.
- [3] PEYGHAMBARZADEH S M, VATANI A, JAMIALA-HMADI M. Application of asymptotic model for the prediction of fouling rate of calcium sulfate under subcooled flow boiling[J]. Applied Thermal Engineering, 2012, 39: 105-113.
- [4] FU Y, VAN BERK W, SCHULZ H M. Temporal and spatial development of scale formation: one-dimensional hydrogeochemical transport modeling[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 112: 273-283.
- [5] VETTER O J, KANDARPA V, HAROUAK A. The prediction of scale problem due to the injection of incompatible waters[J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(2): 273-284.
- [6] WANG N, CHEN D Z, ZOU L S. Influence of non-thermal plasma pre-treatment on the scaling characteristics of viscous oil wastewater during evaporation[J]. Applied Thermal Engineering, 2015, 75: 779-788.
- [7] SALMANA M, QABAZARDA H, MOSHFEGHIAN M. Water scaling case studies in a Kuwaiti oil field[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 55(1-2): 48-55.
- [8] RYZNAR J W. A new index for determining amount of calcium scale formed by a water[J]. American Water Works Association, 1944, 36(4): 472-486.
- [9] STIFF H A, DAVIS L E. A method of predicting the tendency of oil field water to deposit calcium carbonate[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(9): 213-216.
- [10] STIFF H A, DAVIS L E. A method for predicting the tendency of oil field water to deposit calcium sulfate[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(2): 25-28.
- [11] ODDO J E, SLOAN K M, TOMSON B M. Simplified calculation of CaCO_3 saturation at high temperature and pressure in brine solution[J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(7): 2409-2412.
- [12] HAGHTALAB A, KAMALI M J. Prediction mineral scale formation in oil reservoirs during water injection[J]. Fluid Phase Equilibria, 2014, 373: 43-54.
- [13] THYNE G, BRADY P. Evaluation of formation water chemistry and scale prediction: Bakken Shale[J]. Applied Geochemistry, 2016, 75: 107-113.
- [14] YANG X X, LI W, GUO L J, et al. Prediction of CaCO_3 scaling in water injection wellbore[J]. Applied Thermal Engineering, 2016, 98: 532-540.
- [15] XIE J, ZHU Z M, HU R, et al. A calculation method of optimal water injection pressures in natural fractured reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133: 705-712.
- [16] ADEGBITE J O, AL-SHALABI E W, GHOSH B. Geochemical modeling of engineered water injection effect on oil recovery from carbonate cores[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 170: 696-711.
- [17] FARUK C. Scale effect on porosity and permeability: Kinetics, model, and correlation[J]. American Institute of Chemistry Engineers Journal, 2001, 47(2): 271-287.
- [18] ADESINA F A S. Modelling scale saturation around the wellbore for non-Darcy radial flow system[J]. Egyptian Journal of Petroleum, 2018, 27(4): 583-587.
- [19] KHATAMI H R, RANJBAR M, SCHAFFIE M, et al. Development of a fuzzy saturation index for sulfate scale prediction[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 71(1-2): 13-18.
- [20] KAMAL M S, HUSSEIN I, MAHMOUD M, et al. Oilfield scale formation and chemical removal: a review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171: 127-139.
- [21] HASSON D, CORNEL A. Effect of residence time on the degree of CaCO_3 precipitation in the presence of an anti-scalant[J]. Desalination, 2017, 401: 64-67.

(编辑 常燕)