

重大工程装备

采出水结垢机理及趋势预测研究

闫艳¹, 鱼涛¹, 李金灵¹, 陈磊², 屈撑囤^{1,3}, 杨博¹

(1.西安石油大学 a.化学化工学院 b.陕西省油气田环境污染控制技术与储层保护重点实验室, 西安 710065; 2.陕西绿色能源有限公司, 西安 710065; 3.中国石油集团安全环保技术研究院 石油石化污染物控制与处理国家重点实验室, 北京 102206)

摘要: 为了探究采出水结垢机理, 预测结垢趋势, 以便进一步采取防垢措施。从水中离子组成、热力学条件变化、结晶吸附等方面, 分析了采出水结垢机理及其影响因素, 介绍了国内外常用的结垢预测方法、结垢量预测方程及结垢预测的模拟实验, 并对结垢预测方法和模拟实验的优缺点进行了对比分析。最后对结垢预测方法的发展及模拟实验的优化提出了展望, 结垢预测应结合油田具体实际, 考虑多方面因素; 结垢趋势预测方法应更准确, 应用更广泛, 适用性更强。

关键词: 采出水; 结垢机理; 结垢预测方法; 结垢量预测; 模拟实验

中图分类号: TQ027.3; TE357 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-9242(2021)09-0101-06

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2021.09.015

Scaling Mechanism of Produced Water Scaling Mechanism and Trend Prediction

YAN Yan¹, YU Tao¹, LI Jin-ling¹, CHEN Lei², QU Cheng-tun^{1,3}, YANG Bo¹

(1.a.College of Chemistry and Chemical Engineering, b.Shaanxi Oil and Gas Pollution Control and Reservoir Protection Key Laboratory, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 2.Shaanxi Green Energy Co., Ltd, Xi'an 710065, China; 3.State Key Laboratory of Petroleum Pollution Control, CNPC Research Institute of Safety and Environmental Technology, Beijing 102206, China)

ABSTRACT: In order to explore the scaling mechanism of produced water and predict the scaling trend, so as to further take anti scaling measures. This paper analyzes the scaling mechanism of produced water and its influencing factors from the aspects of ion composition in water, changes in thermodynamic conditions, crystal adsorption, etc., and introduces the scaling prediction methods commonly used at home and abroad, scaling prediction equations and simulation experiments for scaling prediction. The advantages and disadvantages of the fouling prediction method and the simulation experiment are compared and analyzed. Prospects are put forward for the development of fouling prediction methods and the optimization of simulation experiments.

收稿日期: 2021-05-14; 修订日期: 2021-06-21

Received: 2021-05-14; Revised: 2021-06-21

基金项目: 国家自然科学基金(21808182, 51974245); 陕西省教育厅重点实验室科研计划项目(18JS088); 西安市科技计划项目(2020KJRC0098)

Fund: National Natural Science Foundation of China (21808182, 51974245); Key Laboratory Scientific Research Program of Shaanxi Provincial Department of Education (18JS088); Science and Technology Program of Xi'an City (2020KJRC0098)

作者简介: 闫艳(1993—), 女, 在读研究生, 主要研究方向为油气田采出水结垢趋势预测。

Biography: YAN Yan (1993—), Female, Graduate student, Research focus: prediction of scaling tendency of produced water in oil and gas field.

通讯作者: 屈撑囤(1964—), 男, 教授, 博士, 主要研究方向为油气田环境保护。

Corresponding author: QU Cheng-tun (1964—), Male, Professor, Doctor, Research focus: oil and gas field environmental protection.

引文格式: 闫艳, 鱼涛, 李金灵, 等. 采出水结垢机理及趋势预测研究[J]. 装备环境工程, 2021, 18(9): 101-106.

YAN Yan, YU Tao, LI Jin-ling, et al. Scaling mechanism of produced water scaling mechanism and trend prediction[J]. Equipment environmental engineering, 2021, 18(9): 101-106.

The development of fouling prediction methods and the optimization of simulation experiments are put forward. The work of scaling and cleaning is of great significance. The fouling prediction should consider many factors combining with the actual oil field; the fouling trend prediction method should be more accurate, more widely used, and more applicable.

KEY WORDS: produced water; scaling mechanism; scaling prediction method; scaling prediction; simulation experiment

目前,我国大部分油田已进入以注水开发为主要技术的中后期阶段,为保持地层压力、提高油田采收率,需要从注水井注入大量清洁水,以驱动储层原油向采油井流动^[1]。由于注入水离子组成与储层中的水存在一定差异,热力学条件发生变化,结垢问题频发,造成管道堵塞、腐蚀加剧,严重影响着油田的正常生产,且会因频繁酸洗、管线更换,加大生产成本^[2]。同时,随着科学技术的发展,使采出水的结垢趋势预测、及时采取控垢和防垢措施更加可行^[3]。因此,结合影响结垢的因素,研究采出水结垢机理,预测结垢的趋势,对油田生产开发具有十分重要的意义。

1 采出水结垢机理

油田采出水垢沉积物主要由碳酸盐、硫酸盐及铁、硅沉淀物等不溶性固体物质组成^[4],质地紧密,成分复杂,流体不配伍、热力学条件变化、结晶动力学、流体动力学及细菌腐蚀等多个因素与结垢状况密不可分。

1.1 流体不配伍型结垢

由于处理后的采出水和地层水所含离子存在一定差异,若二者不配伍,水样相遇时,会发生离子之间的反应而导致垢晶体产生,还有可能导致硫化物垢的沉积^[5]。采出水中成垢阳离子主要有 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Ba^{2+} 、 Sr^{2+} 等,阴离子有 SO_4^{2-} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 等,成垢

离子之间反应生成垢的主要成分有 CaCO_3 、 MgCO_3 、 CaSO_4 、 BaSO_4 、 SrSO_4 等。常见的化学反应如下:
 $\text{M}^{2+} + \text{N}^{2-} \rightarrow \text{MN} \downarrow$ (其中 M^{2+} 可为 Ba^{2+} 、 Ca^{2+} 、 Sr^{2+} 、 Mg^{2+} 等, N^{2-} 可为 SO_4^{2-} 、 CO_3^{2-})、 $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \uparrow$ 、 $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + 2\text{OH}^- \rightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_3^{2-}$ 。

1.2 热力学条件变化型结垢

油田采出水中成垢离子和无机垢浓度均处于一定的化学平衡状态。在采出水处理、集输及回注过程中,由于热力学条件改变,难溶物质所处的化学平衡状态被打破,垢晶体析出、成长并沉积,导致垢体生成。热力学因素对结垢的影响见表1。

1.3 结晶吸附型结垢

采出水结垢是一个混合结晶的复杂过程,其生成过程可分为以下几个阶段:1)过饱和状态的溶液中,难溶物质析出形成盐分子;2)析出的盐分子结合形成晶体;3)晶体逐渐长大、沉积,形成了可见垢层^[12]。考虑采出水的结垢动力因素,可以从成垢离子的过饱和度、晶核形成速率及晶体累积速率等方面入手,分析引起垢晶体生成、沉积的主要因素。其中,成垢离子的过饱和度是推动垢体晶核形成及晶体沉积的主要力量^[13];毛糙的管壁表面和水中的杂质颗粒对结晶过程也有催化作用,在较低的溶液饱和度下,难溶盐类就会析出结晶^[10,14]。

表1 热力学因素对结垢的影响
Tab.1 Effect of scaling factors on Thermodynamics

热力学因素	影响	产物
温度	温度升高时, CaCO_3 和 CaSO_4 的溶解度会降低,结垢趋势增大。同时,温度升高会促使 CaCO_3 垢沉淀反应朝着垢生成的方向进行,加速垢体的生成。然而,温度变化,一般不会影响 BaSO_4 等硫酸盐垢的形成 ^[6] 。此外,当井筒温度发生变化时,细菌大量繁殖,电化学反应加快,腐蚀垢增多	碳酸钙垢、硫酸钙垢
压力	对于 CaCO_3 垢而言,压力下降,水中溶解的 CO_2 逸出,反应朝着沉淀生成的方向移动,加速 CaCO_3 垢的生成 ^[7] ;对于硫酸盐垢而言,压力降低,其在水中的溶解度降低,结垢量增加 ^[2,5] 。因此,当压力增大时,结垢倾向减弱	碳酸钙垢、硫酸盐垢
pH 值	当 pH 值增大时,会打破水中 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 CO_2 所处的动态平衡,促进 CO_3^{2-} 的生成, CaCO_3 垢生成量增多 ^[8] 。而 pH 值对 BaSO_4 及 SrSO_4 垢体的产生基本无影响。有研究表明, pH 值降低时,难溶盐类溶解度增大,结垢诱导期延长,结垢趋势减弱 ^[9] 。但当 pH 值过低,会加剧设备管线的腐蚀,腐蚀结垢量增大	碳酸盐垢
含盐量	碳酸盐垢和硫酸盐垢的溶解度随盐度的增加而增大,结垢趋势降低,垢量减小 ^[10] 。此外,难溶盐类的溶解度均是随含盐量的增加先升高、再降低 ^[11]	碳酸盐垢、硫酸盐垢

1.4 流体动力学型结垢

根据流体动力学理论可知,管道结垢与流体的流态、流速及流动环境的改变有一定关系。在流体流速较大的地方,其垢层厚度相对较小;而流速较慢的地方,垢层厚度则相对较大^[15-16]。此外,流体流速和流向的突变也会增加结垢的趋势。

1.5 细菌腐蚀型结垢

地层及水中含有硫酸盐还原菌(SRB)、硫细菌及铁细菌(FB)等细菌。在油田开发过程中,细菌所处的环境发生变化,容易发生大量繁殖。其中,SRB的变化最为明显。SRB中的 SO_4^{2-} 常存在于地层水中,但地层的高温高压环境不利于SRB的繁殖^[17]。由于油田开采引起的地下环境变化,SRB迅速繁殖,加剧了井筒腐蚀,并导致腐蚀垢产生^[18-19]。

2 采出水结垢趋势预测研究

结垢问题是当前影响油田生产开发的最大问题。只有做好采出水的结垢趋势预测,才能有效防垢、清

垢。自 20 世纪 30 年代起,结垢趋势预测领域就得到了广泛研究,随着研究的越发深入,结垢预测方法也越来越成熟。

2.1 结垢趋势预测方法评价

油田上常用 SY/T 5523—2016《油田水分析方法》(现行)、SY/T 5329—2012《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(现行)和 SY/T 0600—2016《油田水结垢趋势预测方法》(现行)进行采出水的离子测定、水质分析及结垢趋势预测。随着多年的科学研究和现场观测及应用,现行的较为成熟的结垢预测方法可分为以下几种。

1) 碳酸钙结垢预测方法:Langlier 饱和指数法^[20]、Davis-Stiff 饱和指数法^[21-23]、Ryznar 稳定指数法^[24-25]等。

2) 硫酸盐结垢预测方法:Skillman 热力学溶解度法^[26]等。

3) 混合垢预测方法:Oddo-Tomson 饱和指数法^[27,28]、Oli ScaleChem 结垢预测软件^[29]等。

油田中常用结垢预测方法的优缺点见表 2。

表 2 结垢预测方法评价^[30-31]
Tab. 2 Evaluation of scaling prediction method^[30-31]

垢型	结垢预测方法	优点	缺点
碳酸 钙垢	Langlier 饱和指数法	该方法适用于温度 0~100 °C, pH 值 5.5~8.5, $\mu < 6$ 的体系	忽略了除 OH^- 、 HCO_3^- 外的其他碱性因素以及压力、含盐量对结垢的影响,并受温度和浓缩倍数的影响,预测结果与实际结垢情况存在较大差异
	Davis-Stiff 饱和指数法	该方法简便易行,综合热力学因素,考虑了结垢离子浓度、pH 值、温度和含盐量等对 CaCO_3 垢的影响,能准确预测油田水中 CaCO_3 垢的结垢趋势	忽略了流体的流速、流态及 CO_2 分压对结垢趋势的影响,预测结果不够精准,与实际结果有一定偏差
	Ryznar 稳定指数法	该方法综合分析了油田水质特点,综合考虑了热力学、动力学和矿化等因素,能更准确地推断水质稳定状态,预测结垢情况	未考虑压力、流速、混合结晶等因素的影响,具有一定的局限性
硫酸 盐垢	Skillman 热力学溶解度法	此方法较符合现场实际,主要应用于 CaSO_4 垢的预测,适用于温度 0~80 °C、 $\mu < 2.75$ 的水系	未考虑压力和其他因素的影响,有局限性
混合垢	Oddo-Tomson 饱和指数法	此方法综合考虑了温度、压力和离子浓度等因素,考虑了有无气相条件(CO_2)的影响,适用范围广,可较为准确地预测无机垢的结垢趋势	在应用过程中,未考虑结晶吸附以及流体动力学等因素
	Oli ScaleChem 软件	可预测多达 54 种矿物的结垢趋势与可能性,预测任意油气产层和管线设备可能发生的结垢反应;可模拟计算确定水样的相容性,优化混合比例,有效防止采出水回注过程中结垢,能较为精确地模拟地层水流过地面管线设备的情况 ^[32]	

各油田采出水的离子含量不同,垢成分也各有差异,但多为混合垢。在油田采出水结垢预测中,Oddo-Tomson 饱和指数法结果较为准确,应用相对广泛。张益等^[33]应用 Oddo-Tomson 饱和指数法预测华池油田的结垢以 CaCO_3 垢为主。在井筒附近由于压力的降低可能形成垢,证明了该方法对油田无机结垢

预测的可靠性。倪兵等^[34]利用 Oddo-Tomson 饱和指数法预测了 CaSO_4 在高盐度海水中的结垢趋势,发现在高盐海水中,在一定范围内, Mg^{2+} 浓度降低会加大金属表面 CaSO_4 垢的形成,同时研究得到了 Oddo-Tomson 饱和指数法在高盐度海水中的适用范围。

此外,美国 OLI 公司提出的 Scale Chem 结垢预

测软件也广泛应用于混合垢型的预测,其数据库十分庞大,基本可以模拟地层环境,较为准确地预测出采出水结垢种类、结垢趋势、结垢部位及结垢量^[32]。严忠等^[35]通过 Scale Chem 结垢预测软件推测出某油田的结垢部位主要在于井筒,根据软件的分析预测结果,对该油气田的注水水质要求提出了改进措施,保障油气田正常的生产作业。沙军等^[36]使用 Scale Chem 软件对姬塬油田采出水混合结垢趋势进行了预测,为油田制定相关防垢举措提供了重要依据。

为保证预测结果的准确性,有时可以选择多种方法联用来预测结垢趋势。刘丽丽等^[37]预测 HS 油田结垢趋势时,联用 Davis-Stiff 饱和指数法和 Ryznar 稳定指数法,推测该油田垢型主要以 CaCO₃ 垢为主,与实际基本一致。陈文莹^[38]应用 Davis-Stiff 饱和指数法和 Ryznar 指数法,预测出在 XX 矿区的 QL25 井有 CaCO₃ 结垢趋势,进一步利用 Oddo-Tomson 饱和指数法及最大结垢量公式,推测注水管线各处均有结垢趋势,且在管道起点处有最大结垢位点。

除此之外,还有众多自主开发的软件及多种计算机算法也广泛应用于油田采出水结垢预测。贾红育开发了 OFFCCSTP 结垢预测软件^[39]。西安石油大学石油工程系利用可视化语言 C6Builder4.0 和 FORTRAN 9.0,混合编制了 PIOS1.0 无机垢预测软件^[40]。BP 人工神经网络^[16,41]、FOA-SVM 算法^[42]等用于结垢预测领域也有较好的准确性。

2.2 采出水最大结垢量预测方程

罗明良等人^[40]借助前人的研究经验,利用溶度积规则、离子缔合理论及多元非线性回归方法,结合多种结垢预测方法,推算出了碳酸钙和硫酸盐的结垢最大量预测方程,为阻垢剂的添加提供了定量指标。

1) 最大 CaCO₃ 垢量预测方程:

$$M = \{m_1 + m_2 + [(m_1 - m_2)^2 + 4K_{sp}(\text{CaCO}_3)]\}^{1/2} / 2$$

式中: m_1 为 Ca²⁺ 的初始浓度, mol/L; m_2 为 CO₃²⁻ 的初始浓度, mol/L; M 为 CaCO₃ 最大结垢预测量, mol/L; $K_{sp}(\text{CaCO}_3)$ 为 CaCO₃ 的溶度积常数。

2) 最大硫酸盐垢量预测方程:

$$K_{sp}(\text{BaSO}_4) = (m_a - \Delta m_a)[m_d - (\Delta m_a + \Delta m_b + \Delta m_c)]$$

$$K_{sp}(\text{SrSO}_4) = (m_b - \Delta m_b)[m_d - (\Delta m_a + \Delta m_b + \Delta m_c)]$$

$$K_{sp}(\text{CaSO}_4) = (m_c - \Delta m_c)[m_d - (\Delta m_a + \Delta m_b + \Delta m_c)]$$

式中: m_a 、 m_b 、 m_c 、 m_d 分别为 Ba²⁺、Sr²⁺、Ca²⁺、SO₄²⁻ 的初始浓度, mol/L; Δm_a 、 Δm_b 、 Δm_c 分别为 BaSO₄、SrSO₄、CaSO₄ 的沉积量, mol/L; $K_{sp}(\text{BaSO}_4)$ 、 $K_{sp}(\text{SrSO}_4)$ 、 $K_{sp}(\text{CaSO}_4)$ 分别为 BaSO₄、SrSO₄、CaSO₄ 的溶度积常数。

2.3 结垢量测定实验研究

配伍性实验是检测采出水回注结垢问题的一种重要的预测方法,可以分为静态模拟实验法和动态模拟实验法,两种方法的优缺点比较见表 3。

表 3 结垢预测实验方法评价^[43]

Tab.3 Evaluation of experimental methods for scaling prediction^[43]

实验类型	优点	缺点
静态模拟实验法	可在节省投资的情况下,在室内进行多次初步实验,是一种判断结垢趋势的典型方法	由于没有考虑流体速度、集输压力、管材等现场实际因素,仅适用于定性研究
动态模拟实验法	可对采出水集输系统的流体温度、速度及集输压力等参数进行较好的模拟,结垢堵塞预测与实际情况较为相符	实验投资大,周期长,装置操作复杂,不能进行多次重复实验,无法在实际现场大量运用,对实验参数的检测也不方便

3 结语

1) 影响采出水结垢的主要因素有流体不配伍、热力学条件变化、结晶吸附、流体动力学、细菌腐蚀等,故预测结垢趋势需考虑多方面因素,才能更精准为油田建立防垢除垢举措。

2) 采出水结垢趋势预测的主要模型有 Davis-Stiff 饱和指数法、Oddo-Tomson 饱和指数法等,基于影响结垢因素的复杂性,采用多个模型组合会得出更有价值的结论。

3) 测定结垢量有静态法及动态法,两者的有机结合会得出更准确的结垢量数值,并可对结垢预测模型的准确性给予验证。

4) 将结垢预测模型与结垢量测定技术有机融合,

会对阻垢防垢技术措施的建立起重要的指导作用,也是未来垢控制技术研究方向。

参考文献:

[1] DA SILVA ALMEIDA F B P, SANTOS OLIVEIRA RODRIGUEZ ESQUERRE K P, SOLETTI J I, et al. Coalescence process to treat produced water: An updated overview and environmental outlook[J]. Environmental science and pollution research international, 2019, 26(28): 28668-28688.[PubMed]

[2] OLAJIRE A A. A review of oilfield scale management technology for oil and gas production[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2015, 135: 723-737.

[3] MALIK A, TIWARI A, FARTIYAL P, et al. Holistic

- management of calcium carbonate scaling in a mature field: A case study[C]// SPE kingdom of saudi arabia annual technical symposium and exhibition. Dammam, Saudi Arabia: SPE, 2017.
- [4] SENTHILMURUGAN B, GHOSH B, SANKER S. High performance maleic acid based oil well scale inhibitors—Development and comparative evaluation[J]. Journal of industrial and engineering chemistry, 2011, 17(3): 415-420.
- [5] KAMAL M S, HUSSEIN I, MAHMOUD M, et al. Oil-field scale formation and chemical removal: A review[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2018, 171: 127-139.
- [6] 王瑛, 屈撑囤, 胡海杰. 油田污水结垢研究进展[J]. 广州化工, 2017, 45(3): 11-13.
WANG Ying, QU C, HU Hai-jie. Research progress on sewage scaling of oilfield[J]. Guangzhou chemical industry, 2017, 45(3): 11-13.
- [7] ZHANG Fang-fu, HINRICHSEN C J, KAN A T, et al. Calcium sulfate scaling risk and inhibition for a steam-flood project[C]// SPE international oilfield scale conference and exhibition. Aberdeen, Scotland, UK: SPE, 2016.
- [8] HU Yi-sheng, MACKAY E, ISHKOV O, et al. Predicted and observed evolution of produced-brine compositions and implications for scale management[J]. SPE production & operations, 2016, 31(3): 270-279.
- [9] 谈政焱. 油田注水系统结垢趋势及应对措施研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2015.
TAN Zheng-yan. The trend and methods of prevention of scale deposition in water flooding systems of oil field[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2015.
- [10] 蒋伟, 郑云萍, 司先锋, 等. 油田水结垢预测研究综述[J]. 特种油气藏, 2006, 13(5): 15-18.
JIANG Wei, ZHENG Yun-ping, SI Xian-feng, et al. An overview of oilfield water scaling prediction[J]. Special oil & gas reservoirs, 2006, 13(5): 15-18.
- [11] 王军, 周晓红, 陈晶华, 等. 油田采出水结垢预测方法研究进展[J]. 石油工程建设, 2015, 41(5): 1-4.
WANG Jun, ZHOU Xiao-hong, CHEN Jing-hua, et al. Research on prediction methods of oilfield produced water scaling[J]. Petroleum engineering construction, 2015, 41(5): 1-4.
- [12] 陈振兴, 许雅, 石延辉, 等. 结垢趋势预测软件在油田注水系统中的应用[J]. 中国石油和化工, 2015(2): 61-63.
CHEN Zhen-xing, XU Ya, SHI Yan-hui, et al. Application of scaling trend prediction software in oilfield water injection system[J]. China petroleum and chemical industry, 2015(2): 61-63.
- [13] 张蕾, 屈撑囤, 李彦. 成垢动力学研究进展[J]. 石油化工应用, 2015, 34(9): 1-6.
ZHANG Lei, QU C, LI Yan. The research progress of scaling kinetics[J]. Petrochemical industry application, 2015, 34(9): 1-6.
- [14] 鱼涛. 采油污水中垢在微生物表面沉积过程研究[D]. 西安: 西北大学, 2018.
YU Tao. Study on the process of scale crystal depositing on the surface of microorganism in oilfield extraction wastewater[D]. Xi'an: Northwest University, 2018.
- [15] 韩淑彬. G104 区块注水井井筒结垢机理及防垢技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
HAN Shu-bin. Study on scaling mechanism and anti scaling technology of water injection wells in block G104[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [16] 王博. 邛西气田采出水输送管道结垢机理与预测方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
WANG Bo. Study on scaling mechanism and prediction method of produced water transmission pipeline in Qiongxian gas field[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [17] HAMID S, DE JESÚS O, JACINTO C, et al. A practical method of predicting calcium carbonate scale formation in well completions[J]. SPE production & operations, 2016, 31(1): 1-11.
- [18] 杨帆, 张宝勇, 孙俊, 等. Cb 区块油井结垢原因分析与对策研究[J]. 石油化工应用, 2015, 34(1): 107-110.
YANG Fan, ZHANG Bao-yong, SUN Jun, et al. Analysis and countermeasures of well scaling in the Cb block[J]. Petrochemical industry application, 2015, 34(1): 107-110.
- [19] 高永华, 方培林. SZ36-1 油田注水水质及注水井堵塞原因分析[J]. 工业水处理, 2018, 38(7): 91-94.
GAO Yong-hua, FANG Pei-lin. Injection water quality of Oilfield SZ36-1 and cause analysis on the clogging of injection water wells[J]. Industrial water treatment, 2018, 38(7): 91-94.
- [20] The analytical control of anti-corrosion water treatment[J]. Journal-American water works association, 2018, 110(10): 68-72.
- [21] STIFF H A Jr, DAVIS L E. A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate[J]. Journal of petroleum technology, 1952, 4(9): 213-216.
- [22] LI Zhao-min, ZHANG Ding-yong, QIN Guo-shun, et al. Studies on the scaling of high pressure and low permeability oil reservoir water injection well[J]. Advances in petroleum exploration and development, 2014, 8(1): 1-8.
- [23] MAGUIRE-BOYLE S J, BARRON A R. Organic compounds in produced waters from shale gas wells[J]. Environmental science Processes & impacts, 2014, 16(10): 2237-2248.
- [24] RYZNAR J W. A new index for determining amount of calcium carbonate scale formed by a water[J]. Journal-American water works association, 1944, 36(4): 472-483.
- [25] KAMARI A, GHARAGHEIZI F, BAHADORI A, et al. Determination of the equilibrated calcium carbonate (cal-

- cite) scaling in aqueous phase using a reliable approach[J]. Journal of the Taiwan institute of chemical engineers, 2014, 45(4): 1307-1313.
- [26] SKILLMAN H F, MCDONALD J P, STIFF H A. A simple, accurate, fast method for calculating calcium sulfate solubility in oilfield brine[EB/OL]. https://www.researchgate.net/publication/292312276_A_simple_accurate_fast_method_for_calculating_calcium_sulfate_solubility_in_oilfield_brine.
- [27] BEDRIKOVETSKY P G, LOPES R P Jr, ROSARIO F F, et al. Oilfield scaling-part I: Mathematical and laboratory modelling[C]// SPE latin american and caribbean petroleum engineering conference. Port-of-Spain, Trinidad and Tobago: SPE, 2003.
- [28] ODDO J E, TOMSON M B. Why scale forms and how predict it[J]. Society of Petroleum Engineers Production & Facilities, 1994, 9(1): 47-53.
- [29] AMIRI M, MOGHADASI J, JAMIALAHMADI M. Prediction of iron carbonate scale formation in Iranian oilfields at different mixing ratio of injection water with formation water[J]. Energy sources, part A: Recovery, utilization, and environmental effects, 2013, 35(13): 1256-1265.
- [30] 袁杰, 孙立梅, 田径, 等. 油田集输管网结垢监测与预测技术进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2018, 30(5): 534-542.
YUAN Jie, SUN Li-mei, TIAN Jing, et al. Review on monitoring-and prediction-technology for scaling process of gathering pipes of oilfields[J]. Corrosion science and protection technology, 2018, 30(5): 534-542.
- [31] 马迪, 柯鲁峰, 张金辉, 等. 采出水配伍性及结垢趋势评价方法与展望[J]. 应用化工, 2020, 49(1): 234-239.
MA Di, KE Lu-feng, ZHANG Jin-hui, et al. Evaluation method and prospect of compatibility and scaling trend of produced water[J]. Applied chemical industry, 2020, 49(1): 234-239.
- [32] 高波, 王勇, 李冰, 等. 天外天气田结垢趋势预测[J]. 天然气勘探与开发, 2009, 32(1): 71-73.
GAO Bo, WANG Yong, LI Bing, et al. Tendency prediction of scaling in Tianwaitian gasfield[J]. Natural gas exploration and development, 2009, 32(1): 71-73.
- [33] 张益, 张宁生, 吴金桥. 华池油田结垢预测及软件开发[J]. 特种油气藏, 2004, 11(6): 98-99.
ZHANG Yi, ZHANG Ning-sheng, WU Jin-qiao. Scaling prediction and software development in Huachi oilfield[J]. Special oil & gas reservoirs, 2004, 11(6): 98-99.
- [34] 倪兵, 沈胜强, 陈石, 等. 高盐海水中硫酸钙结垢趋势预测及验证[J]. 大连理工大学学报, 2019, 59(5): 471-479.
NI Bing, SHEN Sheng-qiang, CHEN Shi, et al. Prediction and verification of calcium sulfate scaling tendency in high salinity seawater[J]. Journal of Dalian university of technology, 2019, 59(5): 471-479.
- [35] 严忠, 刘娜, 周新艳, 等. Scale Chem 结垢预测软件在油田水配伍性研究中的应用[J]. 油气田地面工程, 2016, 35(3): 34-37.
YAN Zhong, LIU Na, ZHOU Xin-yan, et al. Scale chem scaling prediction software used in oilfield water compatibility study[J]. Oil-gas field surface engineering, 2016, 35(3): 34-37.
- [36] 沙军, 刘亮, 王嗣昌, 等. 姬塬油田采出水结垢预测与配伍性研究[J]. 杭州化工, 2019(4): 39-43.
SHA Jun, LIU Liang, WANG Si-chang, et al. Scale prediction and compatibility of produced water in Jiyuan oil field[J]. Hangzhou chemical industry, 2019(4): 39-43.
- [37] 刘丽丽, 李媛, 刘克胜, 等. HS 油田注水系统结垢趋势预测[J]. 化工技术与开发, 2015, 44(11): 10-11.
LIU Li-li, LI Yuan, LIU Ke-sheng, et al. Scaling prediction of HS water flood system[J]. Technology & development of chemical industry, 2015, 44(11): 10-11.
- [38] 陈文莹, 党万成, 邱正阳, 等. 气田水地面回注管线结垢趋势预测[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(17): 89-90.
CHEN Wen-ying, DANG Wan-cheng, QIU Zheng-yang, et al. Scaling trend prediction of surface reinjection pipeline of gas field water[J]. China petroleum and chemical standard and quality, 2018, 38(17): 89-90.
- [39] 贾红育, 曲志浩. 注水开发油田油层结垢趋势研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 89-91.
JIA Hong-yu, QU Zhi-hao. A study on formation scaling tendency for waterflooding oilfields[J]. Petroleum exploration and development, 2001, 28(1): 89-91.
- [40] 罗明良, 蒲春生. 地层无机结垢预测技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2001, 23(2): 47-49.
LUO Ming-liang, PU Chun-sheng. Studies and application on inorganic scaling prediction technology about formation[J]. Oil drilling & production technology, 2001, 23(2): 47-49.
- [41] 袁兆祺, 李长俊, 杜强, 等. 基于 BP 神经网络的天然气集输管道结垢预测[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2017, 32(3): 78-82.
YUAN Zhao-qi, LI Chang-jun, DU Qiang, et al. Scaling prediction of natural gas gathering pipeline based on BP neural network[J]. Journal of Xi'an shiyou university (natural science edition), 2017, 32(3): 78-82.
- [42] 何强. 基于 FOA-SVM 模型的油田采出液管道结垢趋势预测[J]. 油气田地面工程, 2020, 39(3): 38-43.
HE Qiang. Scaling tendency prediction of oilfield produced liquid pipeline based on FOA-SVM model[J]. Oil-gas field surface engineering, 2020, 39(3): 38-43.
- [43] 刘丝雨, 屈撑围, 王骏迪, 等. 油田采出水结垢及配伍性实验理论研究[J]. 广州化工, 2014, 42(14): 46-48.
LIU Si-yu, QU C, WANG Jun-di, et al. The scale in oilfield produced water and theoretical research of compatibility experiments[J]. Guangzhou chemical industry, 2014, 42(14): 46-48.