

高含硫气井元素硫溶解度与硫沉积预测模型研究

王国锋

中国石油青海油田分公司,甘肃 敦煌 736200

[摘要] 为了正确评估高含硫气井的储层硫堵伤害,通过收集整理大量酸性气体硫溶解度实验数据,建立了考虑溶质压力特性的典型高含硫气藏条件下元素硫溶解度预测模型。在此基础上,根据气水渗流理论与硫溶解度随压力变化量函数,推导了元素硫沉积量化表征数学模型;采用四川盆地某高含硫边水气藏与典型硫堵气井的基础静态与动态资料等,定量分析了影响气井硫堵状况的因素与储层硫饱和度的变化规律,探讨了缓解储层硫堵状况的技术思路与对策。研究结果表明:①通过验证,证明了本文建立的硫溶解度预测模型具有更好的预测性能,预测结果也更可靠;②气井硫堵程度受制于多种因素的综合影响,在相同的生产时间下,较大的气井日产气量、储层(初始)含水饱和度、非达西流常数,较小的储层有效厚度、储层(初始)孔隙度与渗透率、井底流压,能够造成更严重的气井硫沉积堵塞状况;③随着气井生产时间的增加,气井硫堵区域逐渐向井筒外围地层扩展。在气藏不同开发阶段,应该采取不同的硫沉积治理思路。开发初期,建议采用“控速为先,治理为辅”的治硫思路;开发中期,采取“控治并重”的思路;开发后期,应以经济效益为先,维持气井带液生产是该阶段的重点工作。

[关键词] 高含硫气藏;含硫气井;硫溶解度;硫沉积;预测模型

[分类号] TE312

[文献标志码] A

A model for predicting elemental sulfur solubility and deposition in high sulfur gas wells

WANG Guofeng

PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang 736200, China

Abstract: To evaluate accurately the extent of sulfur plugging damage in high sulfur gas wells, this paper presents a model for predicting the solubility of elemental sulfur. The model takes into account the solute pressure characteristics under typical high sulfur gas reservoir conditions, and was based on a comprehensive analysis of a significant volume of experimental data on sulfur solubility in acidic gases. Based on the above, a mathematical model for the quantitative characterization of elemental sulfur deposition is theoretically derived according to gas-water percolation theory and the sulfur solubility-pressure function. Finally, we used basic static and dynamic data from a high sulfur edge-

[收稿日期] 2023-03-13。

[作者简介] 王国锋(1981—),男,博士,教授级高级工程师,研究方向:石油天然气开发技术与应用, E-mail: dq_wang-guofeng@petrochina.com.cn。

[引用格式] 王国锋,2024.高含硫气井元素硫溶解度与硫沉积预测模型研究[J].成都理工大学学报(自然科学版),51(1):46-59.

Wang G F,2024. A model for predicting elemental sulfur solubility and deposition in high sulfur gas wells [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition),51(1):46-59.

water gas reservoir in Sichuan Basin, including a typical sulfur-plugged gas well, to analyze quantitatively the factors affecting the sulfur plugging saturation of the gas countermeasures for alleviating reservoir sulfur plugging. We discussed the variational patterns of reservoir sulfur saturation and strategies for mitigating this issue, and we explored some technical ideas. The results showed that: (1) through validation, it was demonstrated that the sulfur solubility prediction model established in this paper had better predictive performance and the predicted results compared to previous models. (2) The degree of sulfur blockage in gas wells was influenced by a combination of factors. Under the same production time, a larger daily gas production, initial reservoir water saturation, non-Darcy flow constant, smaller effective reservoir thickness, initial reservoir porosity and permeability, and bottom-hole flowing pressure caused more severe sulfur deposition blockages in gas wells. (3) As the gas well production time increased, the gas well sulfur plugging area gradually expanded into the periphery of the wellbore. Different strategies for sulfur deposition management should be adopted at different stages of gas reservoir development. In the early stage of gas reservoir development, it is recommended to adopt a “rate control first, treatment second” approach to sulfur control; in the middle stage of development, a “control and treat together” approach should be adopted; and in the late stage of development, economic benefits should be given priority, and maintaining gas well production with liquids should be the focus of work in this stage. These research results provided theoretical guidance and technical support for the efficient development of high sulfur gas reservoirs.

Key words: high sulfur gas reservoirs; high sulfur gas wells; sulfur solubility; sulfur deposition; predictive models

高含硫天然气作为一种重要的油气资源类型,在全球广泛分布。中国已发现的中高含硫气藏约占全国气藏储量的 25% 左右,主要分布在四川盆地、华北油田、长庆油田等(李童等,2022;吴亚军等,2022)。有效开发该类气藏对于缓解我国天然气供需矛盾具有重要意义。近年来,中国相继开发的高含硫气藏普遍存在气井井筒和储层的硫堵问题,该问题在四川盆地该类气藏的开发实践中尤为显著(胡勇等,2022)。高含硫气井元素硫溶解度与硫沉积的准确预测是该类气藏气井工作制度优化、硫沉积治理及解堵措施决策制定的前提与基础。

通常,高含硫气藏在原始储层温度、压力条件下,元素硫一般以化合物的形式(多以硫化氢为主)(陈洪玉等,2013;徐锋等,2013;李继强等,2015)。在气藏的开发过程中,随着气藏压力的下降,天然气中元素硫的溶解度随之发生变化。当达到硫析出临界压力时,元素硫开始在孔隙与喉道中沉积,堵塞流体渗流通道,进而导致储层孔隙度和渗透率下降,最终影响气井生产动态与气井产量。准确预测高含硫气藏在不同开发阶段,天然气

中元素硫溶解度与气井硫堵状况,对于指导开发该类气藏具有重要的理论意义和实践价值。

目前,预测元素硫在不同组成天然气中的溶解度时,普遍采用 Chrastil 模型(Chrastil,1982)。具有代表性的工作是(Roberts,1997)根据 J. Chrastil 提出的溶解度模型,利用 E. Brunner 等(Brunner and Woll,1980;Brunner et al.,1988)的实验数据,建立了硫溶解度经验公式,并推导了基于达西定律的硫饱和度量化学模型。由于 Chrastil 模型在实际应用过程中表现出较差的预测精度,且 Roberts 硫饱和度数学模型无法体现真实地层渗流条件下气井近井地带元素硫沉积规律,导致预测结果难以反映真实储层硫堵状况。

许多研究者,在 Chrastil 模型的基础上,建立了各式各样的经验与半经验模型来提高元素硫溶解度的预测精度(李洪等,2015;郭肖等,2016)。但是,大部分模型极少同时考虑温度、压力、天然气组分及元素硫溶质特性等因素对酸性气体硫溶解度的影响。模型在实际应用过程中,预测误差较大,并可能由此产生误导性的分析结果。除了硫溶解度预测模型外,关于硫沉积,目前大部分研

究者在 Roberts 模型的基础上,采用 Chrastil 类模型预测酸性气体中的硫溶解度,并推导了适用于不同流态(张苏等,2007;郭肖等,2016)、不同井型(周小涪等,2015;郭肖等,2021)的气井硫沉积量化数学模型,模型中硫饱和度与储层相对渗透率的关系比较模糊。

因此,针对高含硫气藏高效开发所面临的关键性技术难题,本文收集整理了典型高含硫气藏的温度、压力范围及天然气组成条件下,酸性气体硫溶解度实验数据,建立了适用于该类气藏元素硫溶解度预测模型,并将本文模型与前人代表性模型进行了对比。在此基础上,结合气、水渗流理论与硫溶解度随压力变化量函数,建立了高含硫气井硫沉积量化表征数学模型。以四川盆地某高含硫边水气藏与典型硫堵气井的静态与动态资料为基础,分析了影响气井硫沉积或硫堵状况的因素,包括储层孔渗性、有效厚度、初始水相饱和度、惯性效应、气井工作制度等,探讨了各因素对储层硫堵塞程度(硫饱和度)的影响规律。最后,将本文硫沉积量化表征模型与已报道模型,进行了对比与分析。研究成果不仅为高含硫储层硫堵损伤状况的可靠评估提供了理论指导与技术支持,而且为高含硫气井工作制度优化、解堵措施决策及气藏储层硫沉积治理奠定基础。

1 酸性天然气中元素硫溶解度预测

1.1 典型硫溶解度预测模型

由于酸性气体中元素硫溶解度实验测试成本高,实验设备要求高,为了方便硫溶解度的预测,许多研究者建立了各式各样的经验和半经验公式。最具代表性的是(Chrastil,1982)基于热力学原理建立的一个半经验性的硫溶解度方程。该方程被广泛用于预测混合气体中元素硫溶解度,方程形式如下:

$$C_s = \rho_g^k e^{\left(\frac{M}{T} + N\right)} \quad (1)$$

式中: C_s 为元素硫在酸性气体中的溶解度, g/m^3 ; ρ_g 为天然气密度, kg/m^3 ; T 为温度(或地层温度), K ; k 、 M 、 N 为实验拟合系数。

为了获得 Chrastil 模型中的未知参数,(Roberts,1997)基于 E. Brunner 等(Brunner et al., 1980,1988)的实验数据建立了硫溶解度预测经验公式:

$$C_s = \rho_g^4 e^{\left(-\frac{4666}{T} - 4.5711\right)} \quad (2)$$

在实际应用过程中,由于 Chrastil 模型在溶质溶解度较高情况下或在较宽的温度与压力范围内,预测精度较差,模型的应用范围极为有限。许多研究者对 Chrastil 模型进行了不同形式的扩展。如 J. M. del Valle 等(Del Valle et al., 1988)提出了一种 Chrastil 类模型的修正形式,通过修正双对数斜率项以补偿汽化焓随温度的变化,表达式如下:

$$C_s = \rho_g^k e^{\left(\alpha + \frac{\beta}{T} + \frac{\gamma}{T^2}\right)} \quad (3)$$

式中: α 、 β 、 γ 为实验拟合系数。

J. Chrastil 和 J. M. del Valle 等都假定关联数 k 是常数,与溶剂密度或温度无关。(Adachi et al., 1983)认为公式(1)中的关联项 k 是混合气体(或溶剂)密度的一个函数,建议将 Chrastil 模型中的关联数 k 修改为超临界流体密度的二阶多项式。关联数 k 的密度二阶多项式形式如下(Adachi et al., 1983):

$$k = e_0 + e_1 \rho + e_2 \rho^2 \quad (4)$$

式中: ρ 为超临界流体密度, kg/m^3 ; e_0 、 e_1 、 e_2 为实验拟合系数。

为了解决 Roberts 硫溶解度模型在实际应用过程中存在预测结果普遍偏高的问题,有学者采用 Chrastil 模型方程形式,建立了适用于硫溶解度笼统预测模型或分段预测模型(郭肖等,2016;李洪等,2015)。大部分 Chrastil 类模型的一个显著特点是仅考虑了温度、天然气密度对酸性气体中硫溶解度的影响。为了解决上述问题,Méndez-Santiago et al. (1999)基于稀释溶液理论,建立了一个混合物中固体溶解度理论模型(简称“MT”模型),该模型需要固体的升华压力参与计算。为了方便应用,J. Méndez-Santiago 等用压力替换固体的升华压力,将其用于升华压力未知条件下混合物中固体溶解度的预测。改进后的 MT 模型的方程形式如下(Méndez-Santiago et al., 1999):

$$T \ln(C_s p) = A' + B' \rho_g + C' T \quad (5)$$

式中: p 为压力(或地层压力), MPa ; A' 、 B' 、 C' 为实验拟合系数。

除了 MT 模型外,目前绝大部分模型均属于 Chrastil 类经验(或半经验)模型范畴。MT 模型具有一定的理论基础,且该模型除了强调混合物中溶质的溶解度与温度、密度的依赖性外,还体现了压力对溶质溶解度的直接影响。因此,本文选

用 MT 模型作为适用于酸性气体硫溶解度预测模型的方程形式。通过收集、整理大量酸性天然气中硫溶解度的实验测试数据,采用非线性回归分析方法,获得模型中的未知参数(或待定系数),建立了适用于典型储层温度、压力及天然气组成条件下的元素硫溶解度预测模型。

1.2 硫溶解度预测模型的建立

将 MT 硫溶解度模型转化为显式形式如下:

$$C_s = \frac{1}{p} e^{\left(\frac{A'}{T} + \frac{B'\rho_g}{T} + c'\right)} \quad (6)$$

利用上式计算硫溶解度,首先需要获得酸性天然气密度。由理想气体状态方程与相对密度定义,天然气密度,可由下式计算(李传亮,2017):

$$\rho_g = \frac{M_a \gamma_g p}{ZRT} \quad (7)$$

式中: M_a 为空气分子量,取 28.96; γ_g 为天然气的相对密度; Z 为天然气偏差因子; R 为气体通用常

数,MPa·cm³/(mol·K)。

联立公式(6)~(7),可将公式(6)改写为:

$$C_s = \frac{1}{p} e^{\left(\frac{A'}{T} + \frac{B'M_a \gamma_g p}{ZRT^2} + c'\right)} \quad (8)$$

为了获得硫溶解度预测模型(公式(6)、公式(8))中的未知参数(或待定系数),收集和整理了国内外学者公开报道的典型酸性气藏温度、压力,以及不同天然气组成条件下的硫溶解度实验数据(Brunner et al., 1980, 1988; Sun et al., 2003; Kennedy et al., 1960),剔除无酸气组分(如 H₂S)、CH₄ 组分体积分数过低等不符合典型含硫气藏天然气组成的数据组。本研究共收集到不同温度、压力及酸性天然气组成的 19 组硫溶解度实验数据,数据点个数达到 239 个。硫溶解度 C_s 实验数据已进行了量纲转换,统一采用 SI 单位制下常用单位 g/m³,详情可参考来源列文献。数据详情,参见表 1。

表 1 酸性天然气中硫溶解度实验数据详情汇总

Table 1 Summary of the experimental data on sulfur solubility in sour natural gas

序号	T/K	p/MPa	C _s /(g·m ⁻³)	天然气组成及组分体积分数/%						来源	
				C ₁	C ₂	C ₃₊	C ₄	H ₂ S	CO ₂		N ₂
1	373.15~433.15	10.00~60.00	0.108~3.450	65.00	\	\	\	7.00	20.00	8.00	Brunner et al., 1980
2	373.15~433.15	10.00~60.00	0.042~3.220	81.00	\	\	\	6.00	9.00	4.00	
3	373.15~433.15	10.00~60.00	0.043~2.820	81.00	\	\	\	1.00	14.00	4.00	
4	473.00	8.00~155.00	1.336~91.613	56.00	\	\	\	42.00	2.00	\	Brunner et al., 1988
5	485.00	7.50~76.00	1.089~11.909	86.00	\	\	\	9.00	5.00	\	
6	398.00~458.00	6.70~134.20	0.712~55.816	57.00	\	\	\	35.00	8.00	\	
7	398.00	7.00~43.00	0.021~7.816	45.00	12.00	\	\	35.00	8.00	\	
8	398.00	7.00~43.50	0.053~10.814	45.00	\	20.00	\	35.00	8.00	\	
9	388.00~408.00	7.00~43.00	0.035~7.417	44.00	\	\	12.00	30.00	6.00	\	
10	303.20~363.20	30.00~45.00	0.057~0.284	87.65	\	\	\	4.95	7.40	\	Sun et al., 2003
11	303.20~363.20	30.00~45.00	0.089~0.356	82.91	\	\	\	9.93	7.16	\	
12	303.20~363.20	30.00~45.00	0.118~0.666	77.71	\	\	\	14.98	7.31	\	
13	303.20~363.20	20.00~45.00	0.012~0.814	75.48	\	\	\	17.71	6.81	\	
14	303.20~363.20	30.00~45.00	0.193~1.455	66.38	\	\	\	26.62	7.00	\	
15	303.20~363.20	30.00~45.00	0.081~0.317	89.14	\	\	\	10.00	0.86	\	
16	303.20~363.20	30.00~45.00	0.091~0.366	79.58	\	\	\	10.03	10.39	\	
17	338.71~394.26	6.90~41.38	0.010~1.542	75.50	\	\	\	24.50	\	\	Kennedy et al., 1960
18	338.71~394.26	6.90~41.38	0.013~8.074	46.20	\	\	\	53.80	\	\	
19	338.71~394.26	6.90~41.38	0.252~5.488	40.20	\	\	\	32.30	27.50	\	
数据总计/个				239							

由表 1 可以看出,实验数据涵盖含硫气藏温度范围为 303.20~485.00 K,压力范围为 6.7~155 MPa。CH₄ 的体积分数范围为 40.20%~89.14%,H₂S 的体积分数范围为 1.00%~53.80%。整体上来看,本文收集整理的实验数据

所覆盖的温度、压力与组分体积分数范围相对宽泛。

基于收集整理的实验数据样本,采用非线性回归 Levenberg-Marquardt 法(Gershenfeld et al., 1999;殷复莲,2017;关静等,2020),获得不同

储层温度、压力及酸性天然气组成条件下 MT 模型的待定系数与相关系数 R^2 等。最后,将各组实验数据与模型预测结果进行对比,分别计算各

组数据实验值与预测值的平均绝对误差(MAE)与平均相对误差百分数(MRE)。非线性回归分析结果,见表 2。

表 2 模型待定系数与误差
Table 2 Model fit coefficients and errors

序号	模型待定系数			R^2	MAE/(g·m ⁻³)	MRE/%
	A'	B'	C'			
1	-8062.3328	7.4028	18.9751	0.989	0.0685	15.00
2	-8178.3560	8.5563	19.2964	0.972	0.0952	23.59
3	-8376.6041	8.5704	19.5213	0.979	0.0753	18.52
4	-45.7759/-1.3186	6.2310/5.9871	3.2927/3.4353	0.994/0.999	2.2084/0.8243	66.06/2.76
5	0.8370	8.8982	2.0250	0.984	0.3755	18.31
6	-7177.3216/-7137.4146	6.2586/6.1002	18.0637/18.1334	0.995/0.996	1.1937/0.9965	54.27/16.42
7	1.8046/-2.2993	7.4001/7.2935	-1.0043/-0.8991	0.995/0.994	0.1583/0.1783	116.30/9.34
8	-1.3387/-0.7396	6.3253/6.1254	-0.4855/-0.2847	0.995/0.992	0.2528/0.2685	94.39/6.25
9	-11850.2319	7.4148	28.1695	0.986	0.2195	40.32
10	-5002.3785	6.3598	11.9782	0.990	0.0058	3.93
11	-5148.2396	6.0972	12.5366	0.968	0.0135	9.00
12	-6959.7059	7.1731	17.0822	0.975	0.0249	13.75
13	-7346.0148	7.5327	17.9528	0.987	0.0205	16.76
14	-7582.7834	6.2027	19.6886	0.994	0.0307	10.10
15	-4735.1949	5.7589	11.9022	0.961	0.014	10.07
16	-5064.0341	5.6113	12.4794	0.964	0.0146	9.45
17	-9859.8934	9.4947	23.4662	0.988	0.0376	53.90
18	-8475.0047	6.8904	21.2747	0.970	0.2744	26.43
19	-7254.8299	4.8710	18.9937	0.991	0.1154	18.98
平均误差	-5848.2841/-5844.0284	7.0026/6.9653	14.4847/14.5119	0.983/0.983	0.2736/0.1923	32.59/16.99
笼统拟合	-9085.7228/-9337.6494	6.5028/6.2947	22.0993/22.8404	0.984/0.990	0.6827/0.8135	65.03/24.91

注:“/”符号后的数据为修正后的参数或评价指标。

由回归分析结果可知(表 2),各组数据所对应模型相关系数 R^2 均接近于 1(平均值 0.983),表明整体上各组观测数据(或实验数据)和预测数据之间的相关性较好。由误差分析结果可知,测试数据 MAE 与 MRE 范围分别为 0.005 8~2.208 4 g/m³(平均值 0.273 6 g/m³),3.93%~116.30%(平均值 32.59%)。组 4,6,7,8 的实验数据,可能存在随机误差与系统误差导致的实验异常值,或者存在硫溶解度较低时实验测试结果失真的情况,导致上述各组误差评价指标偏高。

为了更好地减小上述四组模型的预测误差,确保模型的预测可靠性,以上述各组数据点的相对误差 MRE>50%为界,剔除不符合热力学规律的数据异常值,再次回归得到各组模型的待定系数与误差评价指标等参数。为了增强模型的适用性,也可采用上述剔除规则,剔除全体数据中的异常数据点,进而得到适用于不同温度、压力与天然

气组成条件下酸性天然气中硫溶解度 MT 综合预测模型。MT 模型修正后的待定系数或评价指标(“/”符号后结果)见表 2。模型优化结果表明,异常数据组(组 4,6,7,8)和 MT 综合模型的 MRE 均有明显的降低(MRE 从初始的 65.03%降至 24.91%,下降幅度 61.69%)。整体上数据的拟合程度及预测精度较高,能够满足工程计算的需要。

对于酸性天然气硫溶解度预测问题,建议更关注 MRE,因为它更能反映模型对数据的拟合程度,并且可以更好地比较不同模型的性能。研究者需要明确对模型预测误差的容忍度(或误差期望),综合考虑实际问题与应用场景来选择模型。

2 高含硫气井硫沉积预测模型建立

2.1 问题描述

高含硫气藏在开采过程中,地层压力不断下

降,元素硫在酸性气体中的溶解度随之降低,在达到元素硫析出临界压力后,元素硫开始沉积于孔隙或喉道中,使得储集层孔隙度、渗透率降低。除了地层压力影响元素硫溶解度外,温度也会对其造成影响。在气井生产过程中,井筒与其周围地层温度的降低,也会加剧元素硫在上述位置的沉积(陈洪玉等,2013;郭肖等,2016)。通常考虑到储层温度整体上变化不大,可忽略温度变化对硫溶解度影响,即不引入温度场对渗流场和应力场的影响问题,方便了数学模型的建立与求解。考虑了径向地层存在边部水体的含硫气井硫沉积示意图,如图 1。

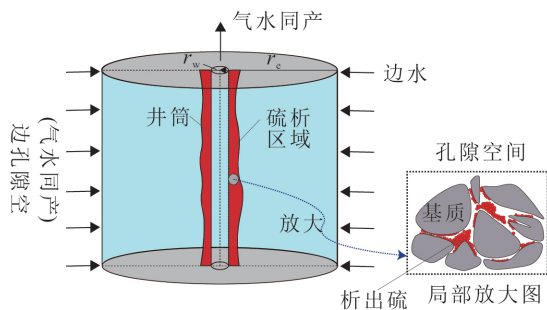


图 1 径向地层含硫气井硫沉积示意图

Fig. 1 Schematic of sulfur deposition in a radial sulfur gas well

2.2 模型假设条件

基于本文研究背景,数学模型建立的假设条件如下:①储层温度恒定;②气体满足高速非达西渗流规律,液相满足达西(线性)渗流规律;③析出的硫就地沉降,不考虑固体硫的运移;④初始条件:当时间 $t=0$,硫饱和度 $S_s=0$,初始水相饱和度 $S_{wi} \neq 0$;⑤气液两相符合拟稳态渗流特征;⑥气井其他污染(如几何表皮、机械表皮、矿化表皮等)相较于硫堵污染不严重;⑦不考虑储层压实作用。

2.3 模型推导

为了表征孔隙空间中硫沉淀占据的比例,可定义硫固体沉淀物所占孔隙空间的比例为“硫饱和度”(Roberts,1997),用“ S_s ”表示。考虑到储层存在原生地层水的硫饱和度 S_s 定义式如下:

$$S_s = \frac{V_s}{V_p} = \frac{V_s}{\pi r^2 h q_i (1 - S_{wi})} \quad (9)$$

式中: S_s 为原生地层水的硫饱和度,%; V_s 为硫沉积体积, m^3 ; V_p 为孔隙空间体积, m^3 ; r 为径向位置, m ; h 为储层有效厚度, m ; q_i 为初始条件下的储层孔隙度,%; S_{wi} 为初始条件下地层的水相饱

和度, %。

上式的导数形式为:

$$dS_s = \frac{1}{2\pi r h q_i (1 - S_{wi})} \frac{dV_s}{dr} \quad (10)$$

B. E. Robert 给出径向地层气井在给定的时间间隔内,孔隙空间中沉积的硫体积表达式(Roberts,1997):

$$dV_s = \frac{q_{gsc} B_g \left(\frac{dC_s}{dp} \right) dp dt}{\rho_s} \quad (11)$$

式中: q_{gsc} 为标准状况下天然气日产气量, $\times 10^4 m^3/d$ 或 m^3/s ; B_g 为天然气体积系数; dC_s/dp 为硫溶解度随压力的变化量, $kg/(m^3 \cdot MPa)$; t 为气井生产时间, d 或 s ; ρ_s 为硫固体密度, kg/m^3 ,通常取 $2070 kg/m^3$ 。

考虑到径向地层天然气从储层流入井底时,垂直于流动方向上的截面面积越靠近井筒越小,气体流速越大,此时气相在高速流动状态下,不再遵循达西(线性)流动规律。根据 Forchheimer (1901) 提出的二次方程,则描述气相高速非达西流动行为的压力梯度方程为:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu_g v_g}{K K_{rg}} + \beta \rho_g v_g^2 \quad (12)$$

式中: μ_g 为酸性天然气黏度, $mPa \cdot s$; v_g 为气相渗流速度, m/s ; K 为储层渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; K_{rg} 为气相相对渗透率; β 为非达西流系数(或 Forchheimer 系数), m^{-1} 。

对于径向地层,气相渗流速度为:

$$v_g = \frac{q_{gsc} B_g}{2\pi r h} \quad (13)$$

联立公式(12)、公式(13),可得

$$\frac{dp}{dr} = \frac{q_{gsc} B_g \mu_g}{2\pi r h K K_{rg}} + \beta \rho_g \left(\frac{q_{gsc} B_g}{2\pi r h} \right)^2 \quad (14)$$

许多研究者建立了关于气液两相系统非达西流系数各式各样的经验关系式(Li et al.,2001),并用符号“ β ”表示。各模型除了方程形式存在差异外,所纳入参数也有所不同。目前,比较常见一种方程形式如下:

$$\beta = \frac{C_\beta}{K_e^\chi} = \frac{C_\beta}{(K K_{rg})^\chi} \quad (15)$$

式中: C_β 为非达西流常数,对于砂岩储层取典型值 3.2×10^{-7} ; K_e 为气相有效渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; χ 为实验常数,约为 1.5。

该模型与常规的单相流模型的显著差异在于

考虑了流体饱和度(或有效渗透率)对非达西流系数的影响。上式 C_β 、为达西流常数与实验常数,其具体取值受到多种因素的影响,如多孔介质的岩性与物性(孔隙度、渗透率、孔径分布等)、气体密度与黏度等。实验表明(Wong, 1970; Evans et al., 1987, 1988),不同类型储层的气相非达西流常数的取值存在数量级的差异,如砂岩储层的 C_β 一般高于碳酸盐岩储层 1~3 个数量级。

高含硫气井拟稳态条件下地下水体积流量为(李传亮, 2017):

$$q_w = \frac{2\pi K K_{rw} h (p - p_{wf})}{\mu_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)} \quad (16)$$

式中: q_w 为地下水体积流量, m^3/d 或 m^3/s ; K_{rw} 为水相相对渗透率; p_{wf} 为井底流压, MPa 或 Pa; μ_w 为地层水黏度, $mPa \cdot s$; r_e 、 r_w 为供气半径和井半径, m。

由于气井生产过程中,近井地带压力与温度变化显著。天然气中的水蒸气容易凝析并随气采出。考虑凝析水的气井地下产水量公式为(罗沛等, 2021):

$$q_w = q_{gsc} B_w (R_{wg} - R_{wcg}) \quad (17)$$

式中: B_w 为地层水的体积系数; R_{wg} 、 R_{wcg} 为生产水气比与凝析水气比。

联立公式(16)、公式(17),则水相相对渗透率为:

$$K_{rw} = \frac{\mu_w q_{gsc} B_w (R_{wg} - R_{wcg})}{2\pi K h (p - p_{wf})} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (18)$$

R. H. Brooks 建立了一个广义形式的两相相对渗透率模型,该模型通过调整孔径分布指数 λ 来反映多孔介质中两相流体的相对流动关系。表达式如下(Brooks, 1965):

$$K_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (19)$$

$$K_{rg} = (1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (20)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{gr} - S_{wc}} \quad (21)$$

式中: S_w^* 为归一化水相饱和度, %; λ 为孔径分布指数; S_w 为水相饱和度, %; S_{wc} 为束缚水饱和度, %。

根据硫堵实验测试成果认识,对于硫堵污染多孔介质,其孔径分布指数 λ 与硫饱和度 S_s 具有一定的经验关系,如下:

$$\frac{\lambda_s}{\lambda_i} = a e^{b S_s} \quad (22)$$

式中: λ_s 为多孔介质硫沉积后的孔径分布指数; λ_i 为初始状态下多孔介质的孔径分布指数; a 、 b 为实验拟合系数,取拟合值 1, -0.5。

联立公式(18)、公式(19)、公式(22),得

$$K_{rw} = \frac{\mu_w q_{gsc} B_w (R_{wg} - R_{wcg})}{2\pi K h (p - p_{wf})} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) = S_w^* \left(\frac{2+3\lambda_i a e^{b S_s}}{\lambda_i a e^{b S_s}} \right) \quad (23)$$

由公式(20)、公式(23)可得到考虑硫沉积影响的气相相对渗透率为:

$$K_{rg} = \left\{ 1 - \left[\frac{\mu_w q_{gsc} B_w (R_{wg} - R_{wcg})}{2\pi K h (p - p_{wf})} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right]^{\frac{\lambda_i a e^{b S_s}}{2+3\lambda_i a e^{b S_s}}} \right\}^2 \left[1 - \frac{\mu_w q_{gsc} B_w (R_{wg} - R_{wcg})}{2\pi K h (p - p_{wf})} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right] \quad (24)$$

上式的一个显著优点是将硫沉积对多孔介质中两相相对渗透率的影响,通过改变孔径分布指数 λ 来体现。联立公式(10)、公式(11),则硫饱和度和 S_s 关于时间 t 的导数为:

$$\frac{dS_s}{dt} = \frac{q_{gsc} B_g (dC_s/dp)}{2\pi r h q_i (1 - S_{wi}) \rho_s} \frac{dp}{dr} \quad (25)$$

联立公式(14)、公式(15)、公式(25),有下式成立:

$$\frac{dS_s}{dt} = \frac{q_{gsc}^2 B_g^2 \mu_g (dC_s/dp)}{4\pi^2 r^2 h^2 q_i \rho_s (1 - S_{wi}) K K_{rg}} + \frac{q_{gsc}^3 B_g^3 \rho_g C_\beta (dC_s/dp)}{8\pi^3 r^3 h^3 q_i \rho_s (1 - S_{wi}) (K K_{rg})^\lambda} \quad (26)$$

简化上式,令

$$A = \frac{q_{gsc}^2 B_g^2 \mu_g (dC_s/dp)}{4\pi^2 r^2 h^2 q_i \rho_s K (1 - S_{wi})} \quad (27)$$

$$B = \frac{q_{gsc}^3 B_g^3 \rho_g C_\beta (dC_s/dp)}{8\pi^3 r^3 h^3 q_i \rho_s K^\lambda (1 - S_{wi})} \quad (28)$$

则公式(26)可简写为:

$$\frac{dS_s}{dt} = \frac{A}{K_{rg}} + \frac{B}{K_{rg}^\lambda} \quad (29)$$

对公式(29)分离变量积分, $t \rightarrow (0, t)$, $S_s \rightarrow (0, S_s)$,并将公式(24)代入公式(29)后,采用数值积分方法,可计算得到非达西流条件下高含硫气井在不同生产时间、不同径向距离处的储层硫饱和度和。当非达西流项 $B=0$ 时,上式可变形为达西流条件下的硫饱和度预测模型。

3 实例计算与分析

3.1 气藏概况

以四川盆地某高含硫边水气藏为例,该气藏

岩性整体上以砂岩为主,气藏平面连续性好。根据测井解释、取心分析、压力测试及试井解释成果资料,结合相对渗透率测试成果等,该气藏温度为 86.85 ℃,压力为 45 MPa,原始地层压力为 68.82 MPa,平均孔隙度为 15.78%,平均渗透率为 $4.86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,初始状态下孔径分布指数为 2.5,天然气黏度为 0.035 mPa·s,地层水黏度为 0.347 mPa·s,天然气密度 281.53 kg/m³;地层水密度 997.10 kg/m³,供气半径约为 500 m,初始地层含水饱和度约为 21.50%。

目前,多口含硫气井均存在不同程度的井筒硫积聚与近井地层的硫堵问题,各气井产量相较于开发初期递减较为显著。选取一口典型硫堵井,该气井由于硫堵与井筒积液问题,导致气井停产。通过采取小型的井端酸化措施,结合注氮排水采气技术,气井产能得到了逐步恢复。目前稳定产气量约为 $35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,生产水气比约为 7/10 000。通过对该典型硫堵气井的井流体多次取样分析,获得了酸性天然气的成分组成(表 3)。

表 3 酸性天然气成分组成

Table 3 Acidic natural gas components and their content

成分	体积分数/%
甲烷	74.13
乙烷	8.04
硫化氢	16.17
二氧化碳	1.53
水蒸气	0.13

3.2 硫溶解度预测模型对比与选用

综合考虑目标气藏的储层温度、压力与酸性天然气组成(主要 CH₄ 和 H₂S 体积分数),参考本文建立的硫溶解度预测模型(表 2)来选择适合特定储层条件下的硫溶解度预测模型。如果对模型的误差具有相对较大容忍度,也可选用本文建立的笼统拟合模型来计算。由表 1、表 2 可以看出,可选用组 12 或组 13 所代表储层条件的硫溶解度模型用于工程计算。组 12 相较于组 13,在模型 MAE 值接近情形下,MRE 值相对更优。将局部拟合模型(组 12 模型)、笼统拟合模型及前人模型进行对比与分析,验证模型的可靠性。

为了体现测试数据的复杂性,降低回归模型对实验数据的依赖,可选用 Sun C. Y. (Sun et al., 2003)部分数据(未纳入局部拟合)对优选的局部拟合模型与前人模型(Roberts, 1997; 郭肖

等, 2016; 李洪等, 2015)进行验证,以客观评价模型的可靠性与预测误差。本文共测试了 Sun C. Y. 硫溶解度 49 组实验数据,预测不同温度(30 ℃~90 ℃)、压力(30~45 MPa)及天然气组成条件下各模型的硫溶解度,并将计算值与实验值对比(图 2)。

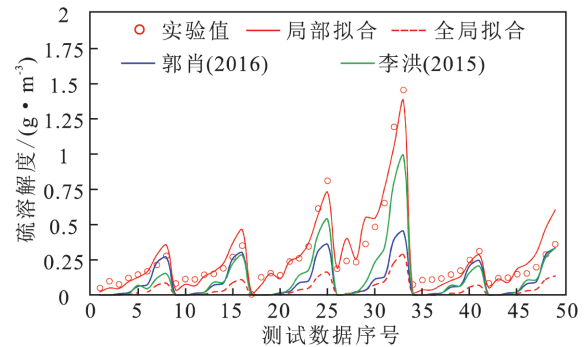


图 2 酸性天然气硫溶解度实验值与预测值对比
Fig. 2 Comparison of experimental and predicted values of sulfur solubility in acidic natural gas

由图 2 可知,本文局部拟合模型整体优于李洪模型、郭肖模型、笼统拟合模型及 Roberts 模型。笼统拟合模型预测范围更广,更具有包容性,但是不可避免地增加了预测误差。Roberts 模型硫溶解度预测值范围(4.493 5~264.48 g/m³)远远高于其余 4 种模型(为了更好地展示预测值与实验值的差别,未在图 2 中呈现,该结果表明 Roberts 模型并不适用于预测酸性天然气中的硫溶解度)。

计算上述测试数据的 MAE 值与 MRE 值可知,各模型的 MAE 值排序为:局部拟合模型(0.057 g/m³)<李洪模型(0.134 3 g/m³)<郭肖模型(0.162 3 g/m³)<笼统拟合模型(0.219 2 g/m³)<Roberts 模型(59.032 3 g/m³);各模型的 MRE 排序为:局部拟合模型(28.68%)<李洪模型(65.73%)<郭肖模型(66.16%)<笼统拟合模型(85.59%)<Roberts 模型(21 452.87%)。该结果与预测值曲线(图 2)结果吻合,进一步说明本文局部拟合模型具有更好的预测性能。

计算不同模型硫溶解度、溶解度—压力梯度与压力的半对数变化曲线,如图 3、图 4 所示。

由图 3~图 4 可以看出,Roberts 模型的硫溶解度、硫溶解度—压力梯度的计算结果相较于其他模型明显偏高,进一步表明 Roberts 模型并不适用于酸性天然气硫溶解度预测。而李洪模型的

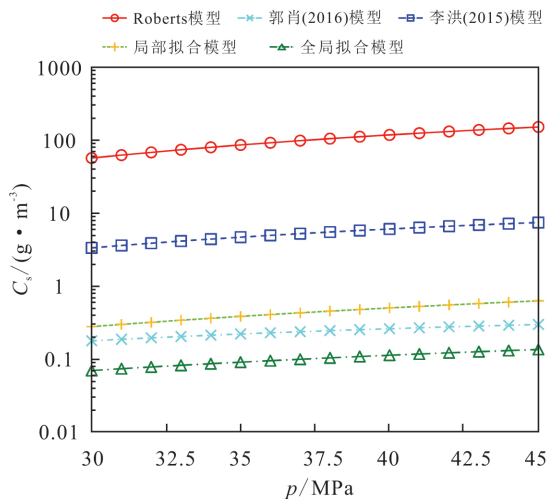


图 3 硫溶解度与压力的半对数曲线

Fig. 3 Semi-logarithmic variation curve of sulfur solubility vs. pressure

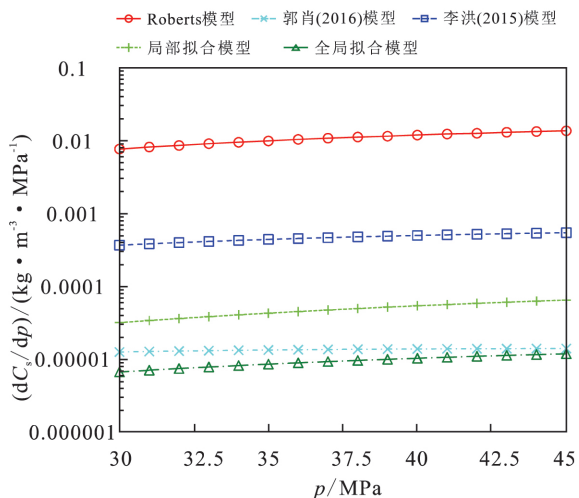


图 4 硫溶解度—压力梯度与压力的半对数曲线

Fig. 4 Semi-logarithmic variation curve of the sulfur solubility pressure gradient vs. pressure

计算结果与本文局部模型、郭肖模型、笼统拟合模型,相差约 1~2 个数量级。

3.3 储层硫饱和度影响因素分析

由硫沉积量化表征数学模型可知,影响储层硫堵程度(或硫饱和度)的因素主要包括储层孔渗性、储层(初始)含水饱和度、有效厚度、惯性效应、气井工作制度、井底压力等。根据本文酸性气体硫溶解度与硫沉积预测模型,结合研究区块储层与典型硫堵气井的基础静态、动态资料等,探讨上述各因素对储层硫饱和度的影响规律,如图 5~图 12。

(1)不同生产时间与径向位置的储层硫饱和度利用本文局部拟合模型,计算得到典型硫堵气

并在不同生产时间与径向位置的硫饱和度(图 5)。

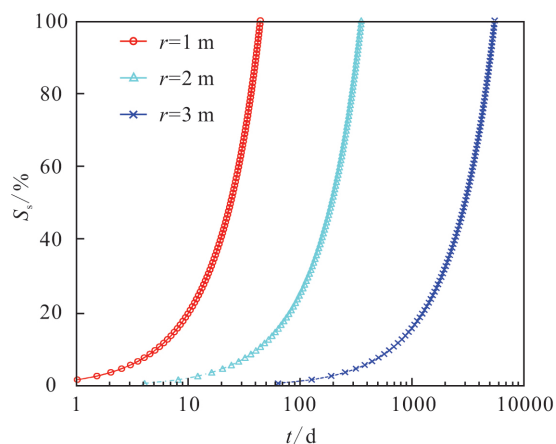


图 5 硫饱和度与生产时间、径向位置的半对数曲线

Fig. 5 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. radial position

由图 5 可以看出,距离井筒越远的储层位置,硫完全堵塞时间越长。随着气井生产时间的增加,气井硫堵区域逐渐向井筒外围地层扩展。如果不及开展储层解堵措施或调整气井采气量,会导致未来解堵难度加大,解堵成本增加。建议气井生产 2~3 年左右,开展 1 次清硫解堵措施,后期根据产能恢复及生产组织情况,适当的调整清硫解堵频率。

(2)气井日产气量对储层硫饱和度的影响

计算气井在不同生产时间与日产气量条件、径向位置 2 m 处的储层硫饱和度(图 6)。

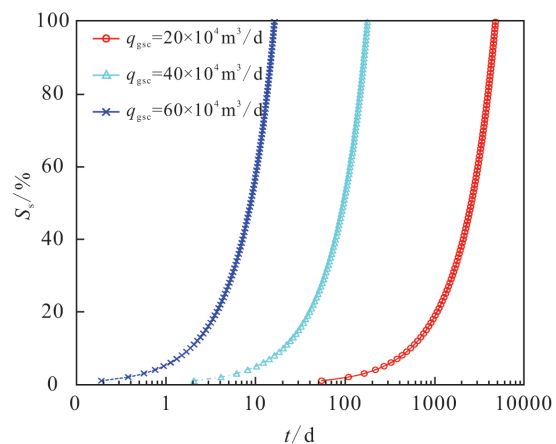


图 6 硫饱和度与生产时间、日产气量的半对数曲线

Fig. 6 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. gas production rate

图 6 显示了提高含硫气井日产气量会对储层硫堵状况产生严重的影响。日产气量越高,储层完全堵塞时间越短。适当降低气井配产,能够延

缓气井堵塞时间,降低堵塞程度。

(3) 气井井底流压对储层硫饱和度的影响

计算气井在不同生产时间与气井井底流压、径向位置 2 m 处的储层硫饱和度(图 7)。

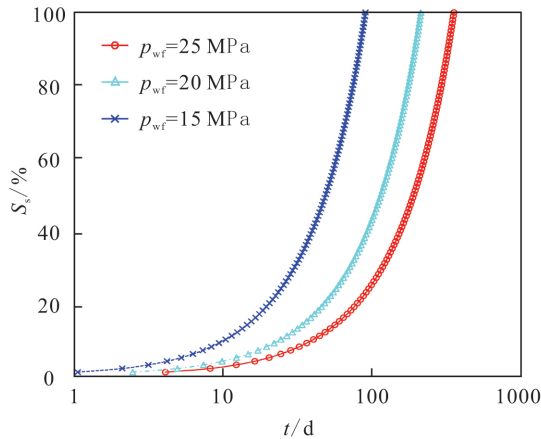


图 7 硫饱和度与生产时间、井底流压的半对数曲线
Fig. 7 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. gas well bottom flow pressure

由图 7 可知,当气井生产时间不变时,硫饱和度随着井底流压的降低而逐渐增大,表明井底压力越小,硫析出量越多,储层堵塞问题越严重。因此,气井生产时,控制气井生产压差可以延缓气井硫堵。

(4) 储层(初始)含水饱和度对硫饱和度的影响

计算气井在不同生产时间与储层(初始)含水饱和度条件、径向位置 2 m 处的硫饱和度(图 8)。

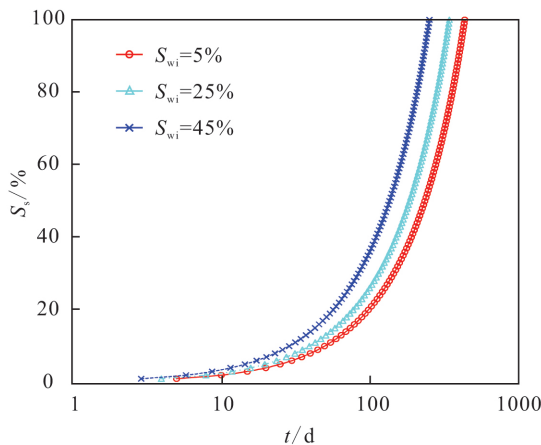


图 8 硫饱和度与生产时间、储层(初始)含水饱和度的半对数曲线
Fig. 8 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. initial reservoir water saturation

由图 8 可以看出,初始地层水相饱和度越高,气井硫沉积堵塞越严重,气井井筒附近区域完全

堵塞时间缩短。但是,图 8 也显示出增加初始地层水饱和度后,其对储层硫沉积的影响似乎不敏感。分析可能的原因在于:从介质属性的角度,硫沉积的严重程度与储层孔隙体积的大小有关。渗流过程是流体饱和度与固体饱和度不断演变的过程,饱和度的分布受到多种因素的影响,包括地质条件、储层性质、气井工作制度等。

(5) 储层有效厚度对硫饱和度的影响

计算气井在不同生产时间与储层有效厚度、径向位置 2 m 处的储层硫饱和度(图 9)。

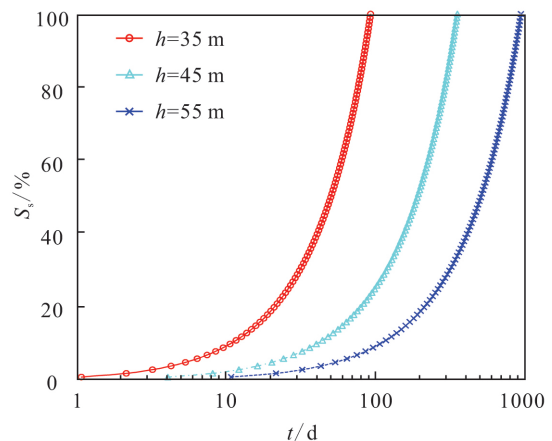


图 9 硫饱和度与生产时间、有效厚度的半对数曲线
Fig. 9 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. effective reservoir thickness

图 9 显示了储层有效厚度与硫饱和度、气井生产时间的关系。储层厚度越小,径向地层井筒渗流截面积越小;地层流体流入井筒的流速越高,井筒附近压降幅度增大,储层完全堵塞时间缩短。

因此,在制定气井合理工作制度时,需要充分考虑储层厚度差异性对气井硫堵程度的影响问题。即使对于储层平面连续性良好、生产制度及地质条件(如储层物性、岩性、生产压差等)接近的相邻气井,有效厚度的差异可能引起相邻气井硫堵问题的严重程度不同。

(6) 储层(初始)孔隙度对储层硫饱和度的影响

计算气井在不同生产时间与储层(初始)孔隙度、径向位置 2 m 处的储层硫饱和度(图 10)。

由图 10 可知,储层(初始)孔隙度越大,元素硫的沉积空间越大,气井完全硫堵时间越长。

(7) 储层(初始)渗透率对储层硫饱和度的影响

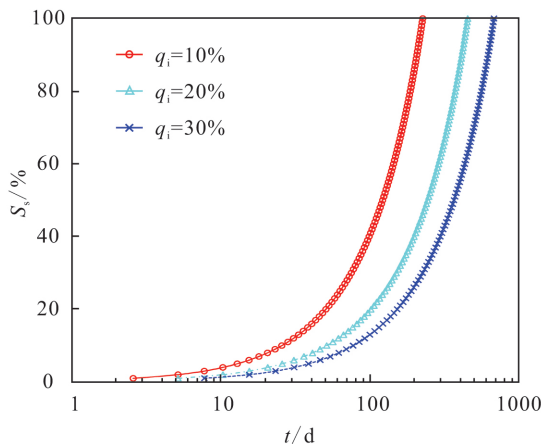


图 10 硫饱和度与生产时间、储层(初始)孔隙度的半对数曲线

Fig. 10 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. initial reservoir porosity

计算气井在不同生产时间与储层(初始)渗透率、径向位置 2 m 处的储层硫饱和度(图 11)。

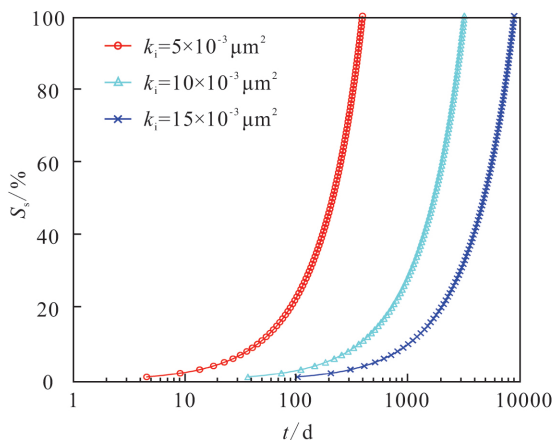


图 11 硫饱和度与生产时间、储层(初始)渗透率的半对数曲线

Fig. 11 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. initial reservoir permeability

由图 11 可知,储层(初始)渗透率越小,气井硫堵问题越严重,气井近井地带完全堵塞时间越短。实例对比计算的渗透率取值范围属于中渗储层。对于渗透率较低的含硫气藏,地层流体渗流特性、相渗变化规律等愈发趋于复杂,储层硫堵特征可能与常规的中、高渗储层差异很大。未来有必要对该问题开展相关实验与理论研究,进一步明确储层孔隙结构、渗流规律等与元素硫沉积之间的关系。

(8) 高速非达西流效应对储层硫饱和度的

影响

计算气井在不同生产时间与非达西流常数、径向位置 2 m 处的储层硫饱和度(图 12)。

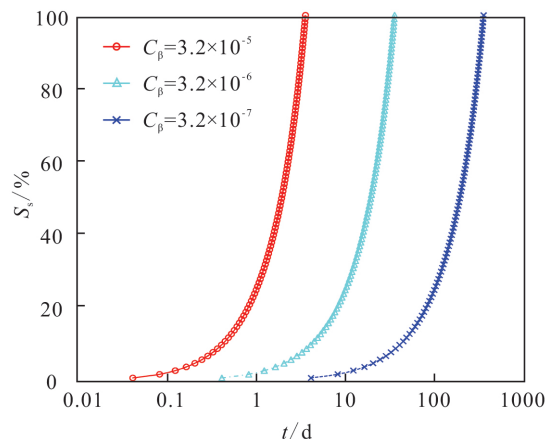


图 12 硫饱和度与生产时间、非达西流常数的半对数曲线

Fig. 12 Semi-logarithmic curve of sulfur saturation vs. production time vs. non-Darcy flow constant

由图 12 可知,非达西流系数越大,气井高速非达西效应越严重,井筒附近由惯性效应主导的附加压降(或压力损失)越大,天然气中元素硫溶解度降低,导致储层孔隙与喉道中沉积更多的硫固体,最终导致气井堵塞状况加重。

尽管降低气井配产或气藏采气强度,能够延缓气井硫堵状况,但是气井合理配产需要从技术、经济等多个角度考虑,不能一味地为了减弱近井地带储层硫堵影响而降低配产。尤其对于产水气井,需要根据气井携液能力、气井产量经济性、措施时间与成本,以及措施效果等确定气井合理工作制度。

3.4 模型计算结果对比与分析

采用不同模型计算典型气井在不同生产时间、径向距离 2 m 处的储层硫饱和度,如图 13 所示。

由图 13 可知,当硫饱和度达到 100%时,Roberts 模型计算得到的硫完全堵塞时间极短(约 1.7 d),硫沉积预测结果整体偏高,储层堵塞问题被高估。本文局部拟合模型计算得到的储层完全堵塞时间约为 356 d,而李洪模型、郭肖模型、笼统拟合模型分别为 42 d,1 643 d,1 937 d。图 3 与图 13 所对比 5 个模型的硫溶解度与硫饱和度结果的规律性是一致的,硫沉积量化结果强烈依赖

于硫溶解度预测结果。

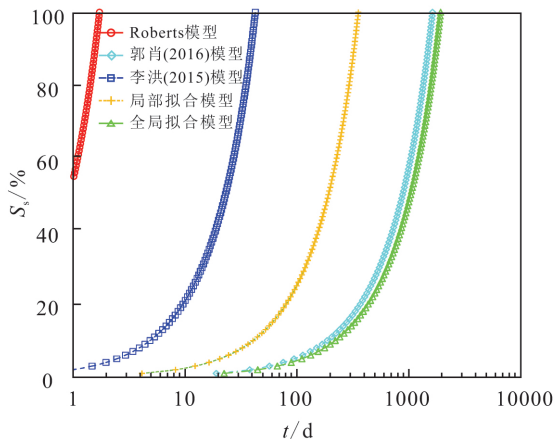


图 13 不同模型硫饱和度计算结果对比

Fig. 13 Comparison of the sulfur saturation calculations made with different models

3.5 缓解储层硫堵状况的技术思路与对策

首先,随着气井生产时间的增加,储层硫堵区域逐渐由井筒附近向外扩展(图 5),根据常规含硫气井的生产周期,气井的硫堵区域一般在井筒附近一个较小的区域内。其次,储层性质的差异也会对含硫气井产生不同程度的硫堵影响(图 8~图 12)。建议对不同储层性质、分布位置的气井,在地质研究的基础上,分析不同类型储层硫沉积影响规律的差异性。对储层性质差异较大的气井,应采取“一井一策”的治理思路,确定气井的合理解堵时机,结合实际生产组织安排,定期开展硫沉积治理与解堵措施。除了储层性质影响气井的硫堵程度外,图 6、图 7 清晰地显示了控制气井产气量或生产压差对缓解储层硫堵状况的重要意义。最后,提出了缓解储层硫堵状况的技术思路与对策如下:在气藏的不同开发阶段,应该采取不同的气井硫沉积治理思路。在气藏开发初期,建议采用“控速为先,治理为辅”的治硫思路,以稳产为主;在开发中期,建议采取“控治并重”的思路,定期开展清硫解堵措施,后期根据产能恢复及生产组织情况,适当地调整清硫解堵频率,以避免延误解堵,造成气井解堵难度加大,解堵成本增加;开发后期,应以经济效益为先,维持气井带液生产是该阶段的重点工作。

4 结论

a. 本文建立了适用于典型高含硫气藏温度、

压力范围以及天然气组成条件下的元素硫溶解度预测模型,该模型除了强调酸性天然气中硫溶解度与温度、密度及天然气组成的依赖性外,还体现了硫固体溶质的压力特性。

b. 基于气水渗流理论与硫溶解度随压力的变化量函数,建立了高含硫气井硫沉积量化表征数学模型,该模型能够帮助气藏开发技术人员真实地掌握气井井筒附近地层的硫沉积动态及堵塞状况。

c. 气井硫堵程度受制于多种因素的综合影响,在相同的生产时间下,较大的气井日产气量、储层(初始)含水饱和度、非达西流常数,较小的储层有效厚度、储层(初始)孔隙度与渗透率、井底流压,能够造成更为严重的气井硫沉积堵塞状况。

d. 本文建立的硫沉积量化表征数学模型更适用于常规中高渗气藏,对于渗透率较低或存在复杂渗流机理的非常规气藏,模型不适用。未来有必要针对该问题开展相关的实验与理论研究,进一步完善数学模型。

[参 考 文 献]

- 陈洪玉,雷毅,杨超,2013. 高含硫气藏中硫沉积机理及预测模型分析[J]. 中国石油大学胜利学院学报,27(1): 15-17.
- Chen H Y, Lei Y, Yang C, 2013. Sulfur deposition mechanism and prediction model analysis of high-sulfur content gas reservoirs[J]. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 27(1): 15-17. (in Chinese)
- 关静,肖盛宁,赵慧,2020. 实用多元统计分析[M]. 天津: 天津大学出版社.
- Guan J, Xiao S N, Zhao H, 2020. Practical Multivariate Statistical Analysis[M]. Tianjin: Tianjin University Press. (in Chinese)
- 郭肖,陈亚丽,石建军,等,2021. 高含硫斜度井井筒硫沉积规律预测[J]. 大庆石油地质与开发,40(1): 74-80.
- Guo X, Chen Y L, Shi J J, et al., 2021. Prediction of the sulfur deposition law in the wellbore of high-sulfur deviated wells[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 40(1): 74-80. (in Chinese)
- 郭肖,张砚,惠栋,等,2016. 高含硫气藏硫溶解度及硫沉积预测新模型[J]. 科学技术与工程,16(6): 48-52.
- Guo X, Zhang Y, Hui D, et al., 2016. Study on new evaluation model for the solubility of element sulfur and

- deposition prediction in high sulfur gas reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 16(6): 48-52. (in Chinese)
- 胡勇, 惠栋, 彭先, 等, 2022. 高含硫气藏开发关键技术新进展、挑战及攻关方向[J]. 天然气工业, 42(12): 23-31.
- Hu Y, Hui D, Peng X, *et al.*, 2022. Key development technologies for high-sulfur gas reservoirs; New progress, challenges and key research directions[J]. Natural Gas Industry, 42(12): 23-31. (in Chinese)
- 李传亮, 2017. 油藏工程原理(第 3 版)[M]. 北京: 石油工业出版社.
- Li C L, 2017. Principles of Oil Reservoir Engineering 3rd Edition[M]. Beijing: Petroleum Industry Press. (in Chinese)
- 李洪, 李治平, 赖枫鹏, 等, 2015. 高含硫气藏元素硫溶解度预测新模型[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 30(2): 88-92.
- Li H, Li Z P, Lai F P, *et al.*, 2015. A new model for predicting solubility of sulfur in high sulfur content gas reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 30(2): 88-92. (in Chinese)
- 李继强, 戚志林, 胡世莱, 等, 2015. 析出硫为液态的高含硫气藏数值模拟方法[J]. 天然气工业, 35(11): 40-44.
- Li J Q, Qi Z L, Hu S L, *et al.*, 2015. A numerical simulation method for high-sulfur gas reservoirs with liquid released sulfur[J]. Natural Gas Industry, 35(11): 40-44. (in Chinese)
- 李童, 马永生, 曾大乾, 等, 2022. 高含硫气藏地层硫沉积研究进展及展望[J]. 断块油气田, 29(4): 433-440.
- Li T, Ma Y S, Zeng D Q, *et al.*, 2022. Research progress and prospect of formation sulfur deposition in high sulfur gas reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 29(4): 433-440. (in Chinese)
- 罗沛, 杨云, 柴小颖, 等, 2021. 东坪基岩气藏气水相对渗透率的确定方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 43(2): 93-100.
- Luo P, Yang Y, Chai X Y, *et al.*, 2021. Determination of gas-water relative permeability in Dongping bedrock gas reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 43(2): 93-100. (in Chinese)
- 吴亚军, 王宁, 张广东, 等, 2022. 高含硫气藏单质硫溶解度测试方法及预测模型[J]. 特种油气藏, 29(2): 104-109.
- Wu Y J, Wang N, Zhang G D, *et al.*, 2022. Testing method and prediction model of elemental sulfur solubility in sour gas reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 29(2): 104-109. (in Chinese)
- 徐锋, 金蓉蓉, 李朋辉, 等, 2013. 高含硫气藏元素硫形成机理及硫沉积预测研究[J]. 新疆石油天然气, 9(4): 32-36.
- Xu F, Jin R R, Li P H, *et al.*, 2013. Study on deposition mechanism of elemental sulfur and prediction methods of sulfur deposition in the sour gas reservoir[J]. Xinjiang Oil & Gas, 9(4): 32-36. (in Chinese)
- 殷复莲, 2017. 数据分析与数据挖掘实用教程[M]. 北京: 中国传媒大学出版社.
- Yin F L, 2017. Practical Tutorial on Data Analysis and Data Mining[M]. Beijing: Communication University of China Press. (in Chinese)
- 张苏, 张烈辉, 梁斌, 2007. 高含硫气藏元素硫沉积模型研究[J]. 西南石油大学学报, 29(增刊 2): 39-42.
- Zhang S, Zhang L H, Liang B, 2007. Research and establishment of sulfur deposition models in high sulfurous reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 29(S2): 39-42. (in Chinese)
- 周小涪, 郭肖, 景莎莎, 2015. 高含硫气藏水平井硫的饱和度预测模型研究[J]. 科学技术与工程, 15(2): 79-82.
- Zhou X F, Guo X, Jing S S, 2015. Research on prediction model of sulfur saturation of horizontal well in the gas reservoir with high H₂S content [J]. Science Technology and Engineering, 15(2): 79-82. (in Chinese)
- Adachi Y, Lu B C Y, 1983. Supercritical fluid extraction with carbon dioxide and ethylene [J]. Fluid Phase Equilibria, 14: 147-156.
- Brooks R H, 1965. Hydraulic Properties of Porous Media [M]. Fort Collins: Colorado State University.
- Brunner E, Place M C, Woll W H, 1988. Sulfur solubility in sour gas[J]. Journal of Petroleum Technology, 40(12): 1587-1592.
- Brunner E, Woll W H, 1980. Solubility of sulfur in hydrogen sulfide and sour gases[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 20(5): 377-384.
- Chrastil J, 1982. Solubility of solids and liquids in supercritical gases[J]. The Journal of Physical Chemistry, 86(15): 3016-3021.
- Del Valle J M, Aguilera J M, 1988. An improved equation for predicting the solubility of vegetable oils in supercritical carbon dioxide[J]. Industrial & Engineering

- Chemistry Research, 27(8):1551—1553.
- Evans E V, Evans R D, 1988. The Influence of an immobile or mobile saturation upon non-Darcy compressible flow of real gases in propped fracture[J]. Journal of petroleum technology, 40(10):1343—1351.
- Evans R D, Hudson C S, Greenlee J E, 1987. The effect of an immobile liquid saturation on the non-Darcy flow coefficient in porous media[J]. SPE Production Engineering, 2(4):331—338.
- Forchheimer P, 1901. Wasserbewegung durch boden[J]. Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure, 45:1782—1788.
- Gershenfeld N A, Gershenfeld N, 1999. The Nature of Mathematical Modeling[M]. Cambridge: Cambridge University Press.
- Kennedy H T, Wieland D R, 1960. Equilibrium in the methane-carbon dioxide-hydrogen sulfide-sulfur system[J]. Transactions of the AIME, 219(1):166—169.
- Li D C, Engler T W, 2001. Literature review on correlations of the non-Darcy coefficient[C]// Proceedings of SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Midland: Society of Petroleum Engineers, 70015. <https://doi.org/10.2118/70015-MS>.
- Méndez-Santiago J, Teja A S, 1999. The solubility of solids in supercritical fluids[J]. Fluid Phase Equilibria, 158:501—510.
- Roberts B E, 1997. The effect of sulfur deposition on gas well inflow performance[J]. SPE Reservoir Engineering, 12(2):118—123.
- Sun C Y, Chen G J, 2003. Experimental and modeling studies on sulfur solubility in sour gas [J]. Fluid Phase Equilibria, 214(2):187—195.
- Wong S W, 1970. Effect of liquid saturation on turbulence factors for gas-liquid systems[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 9(4):274—278.

(责任编辑:黄维婷)



(上接第 21 页)

- 张宪政, 铁永波, 李光辉, 等, 2022. 四川泸定 Ms 6.8 级地震区湾东河流域泥石流活动性预测[J]. 地质力学学报, 28(6):1035—1045.
- Zhang X Z, Tie Y B, Li G H, *et al.*, 2022. Characteristics and risk assessment of debris flows in the Wandong catchment after the Ms 6.8 Luding earthquake[J]. Journal of Geomechanics, 28(6):1035—1045. (in Chinese)
- 周洪福, 方甜, 韦玉婷, 2023. 国内外地震滑坡研究:现状、问题与展望[J]. 沉积与特提斯地质, 43(3):615—628.
- Zhou H F, Fang T, Wei Y T, 2023. Research situations and suggestions on earthquake-induced landslides[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 43(3):615—628. (in Chinese)
- Chang M, Cui P, Xu L, *et al.*, 2021. The spatial distribution characteristics of coseismic landslides triggered by the Ms7.0 Lushan earthquake and Ms7.0 Jiuzhaigou earthquake in southwest China[J]. Environmental Science and Pollution Research, 28(16):20549—20569.
- Fan X, Yunus A P, Scaringi G, *et al.*, 2021. Rapidly evolving controls of landslides after a strong earthquake and implications for hazard assessments[J]. Geophysical Research Letters, 48(1):e2020GL090509.
- Huang R Q, Li W L, 2009. Analysis of the geo-hazards triggered by the 12 May 2008 Wenchuan Earthquake, China[J]. Bulletin of Engineering Geology and the Environment, 68(3):363—371.
- Kamranzad F, Memarian H, Zare M, 2020. Earthquake risk assessment for Tehran, Iran[J]. ISPRS International Journal of Geo-Information, 9(7):430.
- Liu X, Su P, Li Y, *et al.*, 2023. Spatial distribution of landslide shape induced by Luding Ms6.8 earthquake, Sichuan, China; Case study of the Moxi Town[J]. Landslides, 20(8):1667—1678.
- Xiong J, Chen H, Zeng L, *et al.*, 2023. Coseismic landslide sediment increased by the “9.5” Luding earthquake, Sichuan, China[J]. Journal of Mountain Science, 20(3):624—636.
- Yin Y, Wang F, Sun P, 2009. Landslide hazards triggered by the 2008 Wenchuan earthquake, Sichuan, China[J]. Landslides, 6(2):139—152.

(责任编辑:魏 崑)