

元坝高含硫气藏水平井产能预测

杨丽娟, 温善志*, 高顺华, 荀威, 张明迪, 王本成

中石化西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都
Email: *5383047@qq.com

收稿日期: 2020年9月25日; 录用日期: 2020年10月8日; 发布日期: 2020年10月15日

摘要

国内外学者对水平井产能做了大量的研究, 提出了一系列产能计算公式, 但应用到元坝高含硫酸性气藏的水平井产能预测时误差较大。为了更准确地评价元坝高含硫气藏水平井产能, 通过对比分析各产能公式的推导原理、简化条件、优缺点及适用范围, 并结合元坝长兴组储层特征, 优选出了陈元千公式; 在此基础上考虑酸性气体组分对偏差系数和粘度的影响, 对产能方程进行了修正。运用修正后的产能方程, 对元坝长兴组各水平井进行了产能核算, 并与实测二项式产能进行了对比; 结果表明, 修正后的水平井产能方程比未经修正的方程能更准确地预测产能, 更适用于元坝长兴组气藏高含硫气藏水平井的产能预测; 为元坝后期调整方案设计、实现长兴组气藏高效开发提供了支撑。

关键词

高含硫, 水平井, 产能方程优选, 偏差因子, 粘度, 产能预测, 元坝

Horizontal Well Productivity Prediction of High Sulfur Gas Reservoir in Yuanba

Lijuan Yang, Shanzhi Wen*, Shunhua Gao, Wei Xun, Mingdi Zhang, Bencheng Wang

Exploration and Production Research Institute, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu Sichuan
Email: *5383047@qq.com

Received: Sep. 25th, 2020; accepted: Oct. 8th, 2020; published: Oct. 15th, 2020

Abstract

Domestic and foreign scholars have made a lot of research on the horizontal well productivity, and put forward a series of production capacity formula. But the error is large when applied to predict productivity of horizontal well in Yuanba Sour gas reservoir with high sulfur content. In order to

*通讯作者。

evaluate the horizontal well productivity of high sulfur gas reservoir in Yuanba more accurately, through the comparison and analysis of the derivation principle, simplification condition, advantages & disadvantages and application scope of each productivity formula, as well as reservoir characteristics of Changxing Formation in Yuanba, Chen Yuanqian's formula was optimized. Considering the effects of acid gas composition on deviation factor and viscosity, productivity formula was modified. Using the modified productivity equation, the production of the horizontal wells in Changxing formation of Yuanba was forecasted and compared with the measured binomial productivity. The results show that the modified horizontal well productivity equation can predict the open flow more accurately than the unmodified equation, and it is more suitable for the prediction of horizontal well production in high sulfur gas reservoir of Changxing formation. It provides support for the later adjustment design of Yuanba reservoir and the efficient development of Changxing formation gas reservoir.

Keywords

High Sulfur, Horizontal Well, Productivity Equation Optimization, Deviation Factor, Viscosity, Productivity Prediction, Yuanba

Copyright © 2020 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

元坝气田长兴组气藏属于超深(约 6500~7100 m)、高含硫化氢、中含二氧化碳、局部存在边(底)水、受礁滩体控制的裂缝-孔隙型岩性气藏。硫化氢摩尔含量平均 5.32%，二氧化碳含量平均 6.56%；地层压力 66.66~70.62 MPa、地层温度 145.20℃~157.41℃ [1]。气藏储层物性非均质性较强、平面上产能差异较大；受沉积微相控制，礁相储层产能最高且礁盖优于礁前礁后和滩核，水平井产能与 I + II 储层厚度及储能系数有明显的正相关关系。

目前长兴组气藏已进入稳产中期，正处于开发调整阶段，对新部署水平井的产能预测的准确性决定了调整方案编制的可靠性。前期虽然建立了长兴组气藏的一点法产能经验公式[2]，但对于超深高含硫且以水平井为主的元坝长兴组气藏[3] [4]，在无测试资料或测试资料录取受限的情况下，用较少的资料、较准确地提前预测气井产能，是后期调整方案设计的重要一步，是实现元坝气田长兴组气藏持续高产稳产和高效开发的关键因素。

目前，水平井的产能计算公式有很多[5]-[12]，哪些更适合于元坝长兴组气藏、是否满足高含硫化氢、中含二氧化碳流体的产能计算要求？本文针对这些问题，对比分析不同产能方程的推导原理、简化条件、优缺点及适用范围，并结合元坝长兴组储层及渗流特征，对产能方程进行优选；并在此基础上考虑酸性气体组分对气体高压物性的影响，对产能方程进行修正；最后利用已有的水平井测试资料，对修正的产能方程进行验证。

2. 产能方程优选

目前常用的水平井产能预测公式有 Borisov 公式、Giger 公式、Joshi 公式、Renard 和 Dupuy 公式、陈元千公式等[5]-[12]，泄流范围均是假定为以水平井两端点为焦点的椭球体，然后将三维渗流问题简化为垂直和水平面内的二维问题，最后采用等值渗流阻力法求得产能公式；可以写成以下通式：

$$Q_g = \frac{0.2714 \times K_h h (p_e^2 - p_{wf}^2)}{\ln \frac{R_e}{R_p} + \frac{h}{L} \ln \frac{r_b}{r_w}} \frac{T_{sc}}{\mu_g \bar{Z} \bar{T} p_{sc}} \quad (1)$$

式中: Q_g ——产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K_h ——气层水平渗透率, mD ; h ——气层有效厚度, m ; p_e ——地层压力, MPa ; p_{wf} ——井底流压, MPa ; R_e ——外部渗流场的泄压半径(水平面驱动外边界), m ; r_b ——内部渗流场的泄压半径(垂直方向上水平井驱动半径), m ; R_p ——水平面拟圆形生产坑道半径, m ; L ——水平井水平段长度, m ; r_w ——钻井半径, m ; T_{sc} ——地面标准温度, K ; μ_g ——天然气地下粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; \bar{Z} ——气体平均压缩因子, 无因次; \bar{T} ——气层平均温度, K ; p_{sc} ——地面标准压力, MPa 。

对于不同的简化方法, 其公式中的外部渗流场的泄压半径即水平面驱动外边界 R_e 、水平面拟圆形生产坑道半径 R_p 、内部渗流场的泄压半径即垂直方向上水平井驱动半径 r_b 等参数略有不同; 因此推导出的等价驱动半径 R_{ed} 也各有差异。

Borisov 公式不考虑储层渗透性的各向异性、流体的压缩性和储层伤害, 适用于均质气藏的稳态单向流, 且水平井为非偏心井[6]; 方程将水平井假设为一具有无限导流能力的裂缝, 若水平段无限长时相应的采气指数则无限大, 这与实际是不相符的, 其等价驱动半径为 $R_{ed} = r_w \frac{4r_{eh}}{L} \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)^{h/L}$ 。

Giger 公式与 Borisov 公式相比, 用了等效渗透率 k' 代替 k_h , 可用于非均质性气藏; 该公式用等效的拟圆形驱动半径[8] R_{eh} 来代替水平面椭圆泄压半径长轴 a , $R_{ed} = r_w \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2R_{eh})^2}}{0.5L/R_{eh}} \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)^{h/L}$ 。

Joshi 公式[9]考虑了渗透率的各向异性、流体的压缩性和水平井的偏心距, 不考虑储层伤害; 当气层厚度增大时其产能随厚度线性增加, 故该公式仅适用于储层厚度不大的气藏; 其等价驱动半径

$$R_{ed} = r_w \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{0.5L} \left(\frac{\beta(0.5h)^2 - \beta\delta^2}{0.5hr_w} \right)^{\beta h/L}$$

Renard 和 Dupuy 公式[7], 考虑了水平井井筒附近储层伤害对单井产能的影响, 通过利用表皮系数对产能进行了修正。但由于水平井单位长度的产能指数较小, 表皮系数对水平井产能的影响没有对直井产能的影响明显, $R_{ed} = r_w \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{0.5L} \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)^{h/L}$ 。

陈元千公式对 Joshi 公式的各向异性进行了校正[10][11], 且 Joshi 公式的拟圆形驱动半径精度和可靠性不如陈元千公式 $R_{ed} = r_w \sqrt{\left(\frac{4a}{L} - 1 \right)^2 - 1} \left(\frac{(0.5h)^2 - \delta^2}{0.5hr_w} \right)^{\beta h/L}$ 。

以上各式中: R_{ed} ——等价驱动半径, m ; r_{eh} ——拟圆形驱动半径, m ; δ ——偏心距, m ; a ——水平面椭圆泄压半径长轴, m ; $\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$ ——渗透率各向异性系数。

元坝长兴组气藏属于生物礁岩性气藏, 储层非均质性较强, 其渗透率各向异性和水平井偏心距均不容忽视, 各向异性系数和偏心距越大, 水平井产量降低越明显; 因此, 基于以上对各公式的对比分析, 认为陈元千公式更适合用于计算元坝长兴组的水平井产能。

3. 高含硫的产能方程修正

酸性气体中因为 H_2S 和 CO_2 等非烃气体组分的影响, 其粘度和偏差系数 Z 值往往比常规气体大[12] [13] [14] [15], 因此, 对于高含硫化氢、中含二氧化碳的元坝长兴组气藏, 需针对该气藏的特殊性对产能方程进行修正和改进, 以提高对该气藏产能的预测精度。

基于常规天然气粘度、偏差系数的预测方法, 首先对酸性气体的粘度进行非烃校正和临界性质相关参数校正; 其次利用多种经验公式进行组合, 并对比分析各种组合的结果, 得出适用于计算高含硫气体的偏差系数的模型组合和粘度的模型组合, 用于计算校正后的酸性气体粘度 $\overline{\mu}_{gs}$ 和偏差系数 \overline{Z}_{gs} 。

基于优选出的陈元千公式, 利用校正后的酸性气体粘度 $\overline{\mu}_{gs}$ 和偏差系数 \overline{Z}_{gs} , 可得到考虑酸性气体组分对偏差系数和粘度的影响的修正的产能公式。

3.1. 对粘度的校正

常见的气体粘度计算模型主要有 Lee-Gonzalez (LG)法、Lohrenz-Bray-Clark (LBC)法和 Dempsey (D)法、杨继盛对 Lee-Gonzalez 的校正法(LG-YJS 校正)、Standing 对 Dempsey 法校正(D-Standing 校正) [13] [14]。

LG 计算方法并没有考虑非烃类校正, 虽然杨继盛对其的校正(LG-YJS 校正)考虑了非烃类影响, 但也存在一定的误差; 并且随着非烃类含量的增大, 杨继盛校正的误差也逐渐变大。Dempsey 方法考虑了温度、压力和气体组成对粘度的影响, D-Standing 校正法在 Dempsey 方法的基础上考虑了非烃类影响。经过反复组合计算、筛选, 并与 BM1、BM2 井等实验结果进行对比分析(图 1), 最终认为 PR、LG-YJS 校正和 D-Standing 校正的组合运用更适合元坝长兴组高含硫气体的粘度计算[15], 即采用 PR 法(权重为 1)、LG-YJS 校正法(权重为 4)和 D-Standing 校正法(权重为 4)的加权平均的模型组合[15]。

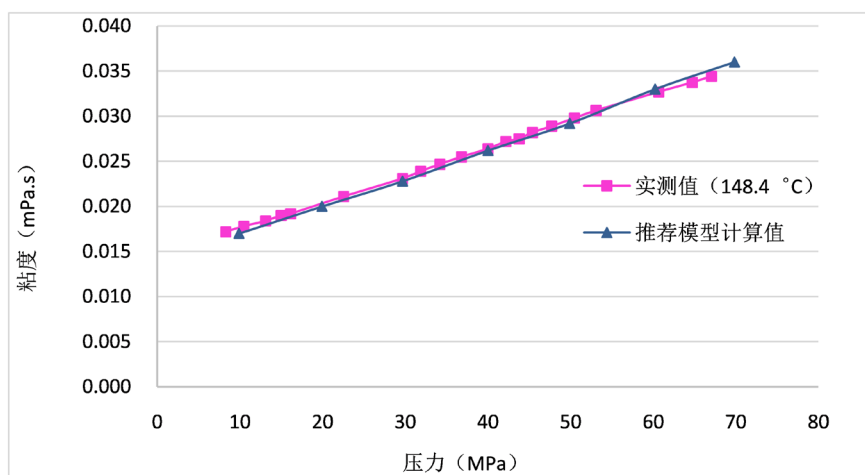


Figure 1. Comparison between the measured and the calculated value of the recommended model of viscosity under different pressures at 148.4°C for well BM3

图 1. BM3 井不同压力下粘度的实测值与推荐模型计算值对比(148.4°C)

3.2. 对偏差系数的校正

常用的计算气体偏差系数的经验公式方法主要有 Dranchuk-Abu-Kassem (DAK)法、Dranchuk-Purvis-Robinson (DPR)法、Hankinson-Thomas-Phillips (HTP)法、Beggs-Brill (BB)法、Pappy 法、李相方(LXF)法等(表 1), 但这些方法均未特别考虑酸性气体组分的影响。

Table 1. Natural gas deviation factor empirical formula and applicable conditions**表 1.** 天然气偏差因子经验公式及适用条件

计算模型	适用条件
Dranchuk-Abu-Kassem (DAK)	$1.0 \leq T_{pr} \leq 3, 0.2 \leq p_{pr} \leq 30; 0.7 \leq T_{pr} \leq 1.0, p_{pr} < 1.0$
Dranchuk-Purvis-Robinson (DPR)	$1.05 \leq T_{pr} \leq 3.0; 0.2 \leq p_{pr} \leq 30$
Hankinson-Thomas-Phillips (HTP)	$1.1 \leq T_{pr} \leq 3.0; 0 \leq p_{pr} \leq 15.0$
Beggs-Brill (BB)	$1.5 \leq P_{pr} < 4.4, 1.05 < T_{pr} \leq 1.1$
Cranmer	$P > 35 \text{ MPa}$
Wichert-Aziz (WA)	$0 \sim 17.24 \text{ MPa}$
郭绪强校正模型(GXQ)	$P > 60 \text{ MPa}$ (对 HTP 和 DPR 的校正)

酸性气体组分会使偏差系数比常规气体大，其对偏差系数的影响主要体现在对临界压力和临界温度的影响，Wichert-Aziz 校正方法(WA)弥补了常用计算方法的缺陷，但由于其适用条件是 0~17.24 MPa，因此不适用于坝长兴组地层压力。郭绪强校正模型(Papay-GXQ 校正、DPR-GXQ 校正、和 LXF-GXQ 校正)在原有方法的基础上，对酸性气体临界参数进行了高压条件下的校正，满足坝长兴组气藏的高压条件。

根据各种经验公式方法及校正方法的适用条件，将多种计算模型进行组合，并以不同温度压力下偏差系数的实测值为参考，对比分析各种组合的计算结果(表 2)，最终得出偏差系数的模型组合[5]：

Table 2. Comparison between the measured and the calculated value of the recommended model of the deviation coefficient at different temperatures and pressures**表 2.** 不同压力温度下偏差系数的推荐模型计算值与实测值对比

井名	地层压力(MPa)	地层温度(°C)	偏差系数实测值	推荐模型计算值	相对误差%
BM1	68.9	152.55	1.3744	1.3759	0.11
BM2	68.66	152.61	1.3753	1.3720	0.24
	67.69	148.4	1.3656	1.3629	0.20
BM3	66.3	151	1.2781	1.2842	0.48
	67.42	151.9	1.2914	1.2940	0.20
BM4	67.76	156.60	1.3530	1.3679	1.10
	70.67	153.41	1.417	1.4121	0.34
BM5	68.81	152	1.3944	1.3931	0.09
	66.38	146	1.3016	1.2803	1.63
BM6 下	68.03	154	1.353	1.3770	1.77

当 H_2S 浓度大于或等于 5% ($y_{\text{H}_2\text{S}} \geq 5\%$) 时，采用 DPR-GXQ 校正(权重为 10)、Papay-GXQ 校正(权重为 1)和 LXF-GXQ 校正(权重为 1)结果的加权平均。

当 H_2S 浓度小于 5% 时 ($y_{\text{H}_2\text{S}} < 5\%$) 时，推荐采用 DPR-CKB 校正。

图 2 和图 3 为利用粘度修正的组合模型和偏差系数修正的组合模型后，长兴组气藏部分井在地层温度条件下的修正粘度计算值和修正偏差系数计算值的对比图。

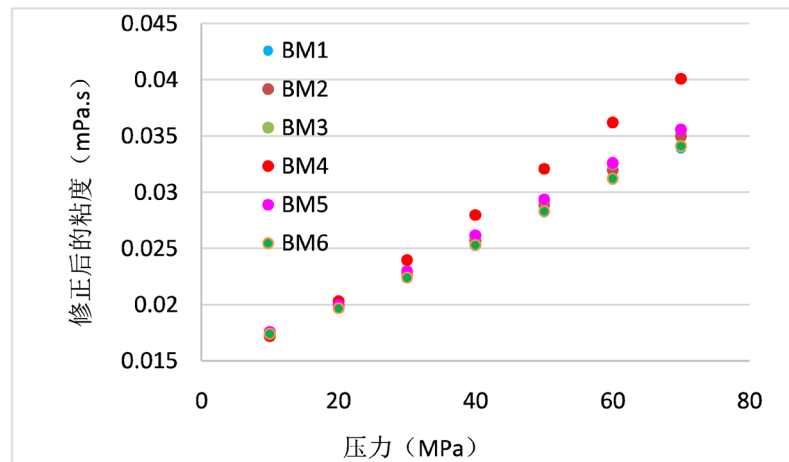


Figure 2. The calculated viscosity for part wells at formation temperatures
图 2. 部分井地层温度下修正粘度计算值

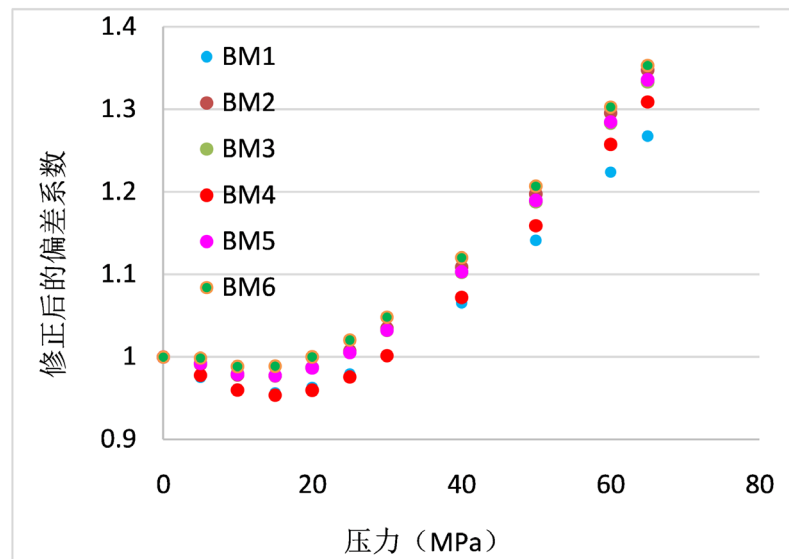


Figure 3. The calculated deviation coefficient for part wells at formation temperatures
图 3. 部分井地层温度下修正偏差系数计算值

3.3. 修正的产能方程

利用考虑了酸性组分的偏差系数的模型组合和粘度的模型组合，得到校正后的酸性气体粘度 $\overline{\mu}_{gs}$ 和偏差系数 \overline{Z}_{gs} ，应用到优选出的陈元千公式，即为适用于元坝长兴组高温高压高含硫气藏的修正后的产能公式：

$$Q_g = \frac{0.2714 \times K_h h (p_e^2 - p_{wf}^2)}{\ln \left(\sqrt{\left(\frac{4a}{L} - 1 \right)^2 - 1} \right) + \frac{\beta h}{L} \left(\frac{(0.5h)^2 - \delta^2}{0.5hr_w} \right)} \frac{T_{sc}}{\overline{\mu}_{gs} \overline{Z}_{gs} T p_{sc}} \quad (2)$$

式中： $\overline{\mu}_{gs}$ ——校正后的酸性气体粘度，mPa·s； \overline{Z}_{gs} ——校正后的酸性气体偏差系数；S——表皮系数，无因次。

4. 元坝长兴组水平井产能预测

应用修正后产能方程(公式 2)和修正前的产能方程(公式 1), 对元坝长兴组气藏的水平井进行产能计算, 并与由测试资料得到的二项式产能方程计算结果进行对比分析, 验证修正后的产能方程的适应性。

4.1. 修正前后的产能

根据目前已有水平井相关资料, 确定地层压力、厚度、渗透率等地层参数, 水平井井筒内径、偏心距等井身相关参数, 以及气体相对密度等流体参数, 应用修正后的水平井产能方程计算无阻流量。

以 BM7 井为例, BM7 井区为独立礁群, 地层压力 P_e 为 67.98 Mpa, 地层温度 T 为 426 K, 储层有效厚度为 57.57 m, 渗透率 K 为 3 mD, 水平段长度 L 为 915 m, 井筒半径 r_w 为 0.082 m, 井筒表皮系数 S 取 1, 水平井偏心距 δ 为 0 m; 修正后的气体偏差系数 Z 为 1.29867, 修正后的气体粘度 μ 为 0.03317。利用这些参数计算 BM7 井考虑高含硫化氢、中含二氧化碳的修正后的产能为 $426.2321 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 而未经修正的产能方程计算为 $405.786 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

同理还计算了 BM8、BM9、BM10 和 BM11 井修正后与修正前的单井产能, 计算结果见表 3。

Table 3. Comparison of production capacity revised after and before

表 3. 修正后产能与修正前产能对比

井号	修正后的气体偏差系数 Z	修正后的气体粘度 μ (mPa·s)	无阻流量 Q_{AOF} ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	
			修正后的产能公式	修正前的产能公式
BM7	1.29867	0.03317	426.2321	405.786
BM8	1.3719	0.035192	588.9375	580.421
BM9	1.431325	0.037	195.64	181.877
BM10	1.3815	0.0341	543.6739	522.345
BM11	1.3708	0.0349	201.3522	187.562

4.2. 二项式产能

利用 BM8 井的产能测试资料(表 4), 选取相对稳定的第 1、2、4 个制度进行产能分析。在直角坐标中, 以 $(P_r^2 - P_{wf}^2)/q$ 为纵坐标, q 为横坐标回归, 得到二项式产能评价曲线(图 4)。

Table 4. Capacity test data of well BM8

表 4. BM8 井产能测试数据

序号	井口压力	井底压力	折算产气量
	(MPa)	(MPa)	($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)
1	46.8	66.21	40.8
2	46.2	66.13	51.3
3	45.7	66.18	60.2
4	44.6	65.88	70.5

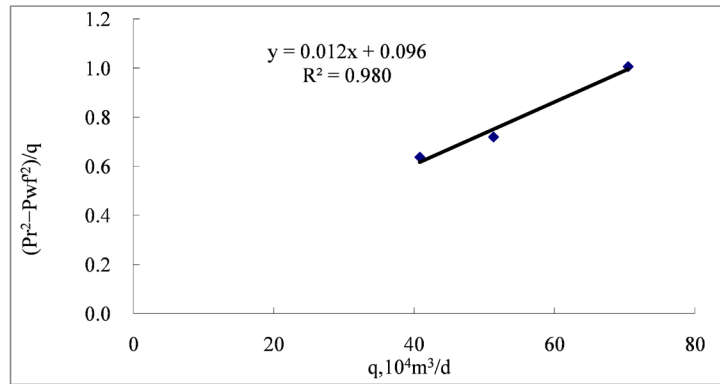


Figure 4.4 Binomial capacity curve of well BM8
图 4.4 BM8 井二项式产能曲线

利用实测产量压力资料，回归得到的二项式产能方程 $P_r^2 - P_{wf}^2 = 0.0128q^2 + 0.0967q$ ，然后计算天然气绝对无阻流量为 $601.694 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。其余各井的二项式产能方程及无阻流量见表 5。

Table 5. Binomial capacity equation and open flow potential of horizontal well in Yuanba Changxing gas field
表 5. 元坝长兴组气藏各水平井二项式产能方程及无阻流量

井名	二项式产能方程	无阻流量(万方/天)
BM7	$p_r^2 - p_{wf}^2 = 0.0223q^2 + 1.6015q$	420.92
BM8	$P_R^2 - P_{wf}^2 = 0.0967q + 0.0128q^2$	601.694
BM9	$p_r^2 - p_{wf}^2 = 0.1163q^2 + 5.8604q$	192.95
BM10	$p_r^2 - p_{wf}^2 = 0.0139q^2 + 1.1668q$	539.82
BM11	$P_R^2 - P_{wf}^2 = 3.93q + 0.098q^2$	198.631

4.3. 产能对比

利用修正后、修正前的产能方程计算的无阻流量与二项式产能方程计算结果进行对比(表 6)。由表 6 可知修正的产能方程能较好地预测水平井无阻流量，且与二项式无阻流量的相对误差为 0.713%~2.12%，平均 1.37%；而未经修正的产能方程与二项式无阻流量的相对误差为 3.24%~5.74%，平均 4.34%。

Table 6. Comparison of open flow potential of productivity formula and binomial of horizontal well
表 6. 水平井产能公式无阻流量与二项式无阻流量对比

井号	无阻流量 Q_{AOF} ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)			相对误差(%)	
	二项式	修正后产能公式	修正前产能公式	修正后产能公式	修正前产能公式
BM7	420.92	426.2321	405.786	1.26	3.60
BM8	601.69	588.9375	580.421	2.12	3.53
BM9	192.95	195.64	181.877	1.39	5.74
BM10	539.82	543.6739	522.345	0.713	3.24
BM11	198.631	201.3522	187.562	1.37	5.57
平均				1.37	4.34

由对比分析结果可知,修正后的产能方程误差较小,且满足产能预测方法与现场数据平均误差<5%的要求,更适合于元坝长兴组高温高压高含硫气藏水平井的产能预测。

5. 结论

(1) 元坝长兴组气藏属于复杂生物礁岩性气藏,其渗透率各向异性不容忽略;根据各水平井产能方程实用条件及优缺点对比,认为陈元千公式更适合用于计算元坝长兴组的水平井产能。

(2) 长兴组气藏高含硫、中含二氧化碳,非烃气体组分使得其粘度和偏差系数比常规气体大;采用对多种经验公式不同权重下进行组合的方式对酸性气体的粘度进行非烃校正以及临界性质参数的校正,得到的偏差系数的模型组合和粘度的模型组合更适用于元坝高含硫气藏。

(3) 以产能测试资料计算的二项式无阻流量为基准,修正后的水平井产能方程更适用于元坝长兴组气藏高含硫水平井的产能预测。

基金项目

国家科技重大专项“超深层复杂生物礁底水气藏高效开发技术”(编号:2016ZX05017-005)、中国石油化工有限公司“十条龙”科技攻关项目“高含硫气藏控制递减与提高采收率对策”(编号:P18062-3)。

参考文献

- [1] 石兴春,武恒志,刘言.元坝超深高含硫生物礁气田高效开发技术与实践[M].北京:中国石化出版社,2018:130.
- [2] 杨丽娟,赵勇,詹国卫.元坝长兴组气藏一点法产能方程的建立[J].天然气技术与经济,2013(3):17-20.
- [3] 武恒志,李忠平,柯光明,等.元坝气田长兴组生物礁气藏特征及开发对策[J].天然气工业,2016,36(9):11-19.
- [4] 刘言.元坝超深高含硫气田开发关键技术[J].特种油气藏,2015,22(4):94-97.
- [5] 郭肖,刘建仪,等.元坝地区长兴组气藏相态特征及渗流机理研究[R].成都:中国石化西南油气分公司,西南石油大学,2014.
- [6] 袁淋,李晓平,张璐,等.水平井稳态产能公式对比与分析[J].岩性油气藏,2013,25(6):127-132.
- [7] 袁淋,李晓平,任磊.低渗透气藏产水气井稳产能力研究[J].油气藏评价与开发,2016(1):24-28.
- [8] 陈元千.水平井产量公式的推导与对比[J].新疆石油地质,2008,29(1):68-71.
- [9] 李传亮,林兴,朱苏阳.长水平井的产能公式[J].新疆石油地质,2014,35(3):361-364.
- [10] 陈元千,郭二鹏.对Joshi各向异性水平井产量公式的质疑、推导与对比[J].新疆石油地质,2008,29(3):331-334.
- [11] 陈元千,邹存友.考虑各向异性及偏心距影响的水平井产量公式推导、对比与应用[J].新疆石油地质,2009,30(4):486-488.
- [12] 黄炳光,刘蜀知.实用油藏工程与动态分析方法[M].北京:石油工业出版社,1998
- [13] 杨学锋,林永茂,黄时祯,等.酸性气藏气体粘度预测方法对比研究[J].特种油气藏,2005,12(5):42-45.
- [14] 吴晗,吴晓东,张庆生,等.普光气田高含硫天然气粘度计算模型优选与评价[J].石油天然气学报,2011,33(7):157-160.
- [15] 张广东.高含硫气藏相态特征及渗流机理研究——以元坝地区长兴组气藏为例[D]:[博士学位论文].成都:成都理工大学,2014.

符号注释

R_e ——外部渗流场的泄压半径(水平面驱动外边界), m; r_b ——内部渗流场的泄压半径(垂直方向上水平井驱动半径), m; R_p ——水平面拟圆形生产坑道半径, m; R_{ed} ——等价驱动半径, m; R_{eh} ——拟圆形驱动半径, m; L ——水平井水平段长度, m; θ_w ——井斜角, 度; Q_g ——产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; h ——气层有效厚度, m; k ——气层渗透率, mD; T ——气层温度, K; μ_g ——天然气地下粘度, mPa·s; Z ——气体平均压缩因子, 无因次; $\overline{\mu_{gs}}$ ——校正后的酸性气体粘度, mPa·s; $\overline{Z_{gs}}$ ——校正后的酸性气体偏差系数; S ——表皮系数, 无因次; r_w ——钻井半径, m; P_e ——地层压力, MPa; P_{wf} ——井底流压, MPa; δ ——偏心距, m; $\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$ ——渗透率各向异性系数。