

天然气开发

近井带干化盐析和反凝析对高温气藏后期 单井产能的影响

——以中国南海崖城13-1高温凝析气藏为例

李跃林¹, 赵晓波², 王雯娟¹, 白坤森², 熊 钰²

(1. 中海石油湛江分公司生产部, 广东 湛江 524000; 2. 西南石油大学石油工程学院, 四川 成都 610500)

摘要:异常高温凝析气藏降压开采过程中近井带地层水的大量蒸发极易导致盐析产生, 崖城13-1气田异常高温凝析气藏中即使不产地层水的气井到后期的凝析水产量上升速度也较快, 说明这种蒸发作用是存在的。同时随压力的降低在近井带会形成反凝析饱和度的聚集, 它们均会使近井带的气相渗透率降低, 进而降低气井产能。研究中测试了崖城13-1气田高温下地层水蒸发情况, 并利用室内实验测试了不同渗透率岩心在不同干化时间下的岩心渗透率变化, 发现低渗岩心在储层高温条件下的蒸发干化对低渗储层的损害较大; 在拟合地层水蒸发导致盐析前后岩心渗透率的关系的基础上、结合反凝析伤害影响分析, 评价了崖城13-1凝析气藏近井带受干化盐析和反凝析影响下的产能变化。结果表明, 崖城13-1气田目前低压阶段盐析对产能的最大影响为15%, 平均为8.68%, 反凝析最大影响为5.83%。干化盐析和反凝析综合影响下的产能下降最大可达14.51%。

关键词:高温气藏; 地层水蒸发; 盐析; 反凝析; 产能

中图分类号: TE31

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2018)01-0140-11

引用格式: Li Yuelin, Zhao Xiaobo, Wang Wenjuan, *et al.* Influence of water vaporization and condensate bank near wellbore on well deliverability damage of high temperature gas reservoir at low pressure stage: A case study of Yacheng 13-1 high temperature gas-condensate reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(1): 140-150. [李跃林, 赵晓波, 王雯娟, 等. 近井带干化盐析和反凝析对高温气藏后期单井产能的影响——以中国南海崖城13-1高温凝析气藏为例[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(1): 140-150.]

0 引言

异常高温凝析气藏在降压生产过程中, 近井地带由于压力急剧降低和流过的天然气量急剧增大, 一方面会使地层水大量蒸发(储层干化)并以气态的形式进入气藏流体中, 当地层水矿化度的增加超过地层水的溶盐极限时则会发生“盐析”, 降低储层渗透率, 使得气井生产能力下降^[1-3]。另一方面会因为反凝析的聚集效应产生堵塞效应^[4], 进一步降低气相的渗流能力。

目前考虑盐析影响的高温气井产能研究较少。Thomas等^[5]利用单井径向渗流拟压力产能方程和压降储量公式, 发现在径向压力剖面, 考虑水汽影响的产能比用干气计算的产能低20%。美国德克萨斯大学的Zuluaga等^[6]给出了一种天然气生产过程中考虑水汽影响的半解析模型。熊钰等^[7]讨论了近井地带水汽影响下的渗流, 给出了近井地带受水汽影响的相渗曲线变化和计算方法。并认为水汽的影响会加剧凝析气井近井地带的反凝析、增加反凝析油的堆积, 降低近井带的气相渗透率, 进而进一步降

收稿日期: 2017-09-12; 修回日期: 2017-11-09.

基金项目: 国家自然科学基金重点项目“致密气藏储层干化、提高气体渗流能力的基础研究”(编号: 51534006)资助。

作者简介: 李跃林(1967-), 男, 广东揭西人, 高级工程师, 主要从事油气田开发研究. E-mail: 915252681@qq.com.

通信作者: 白坤森(1993-), 男, 河北唐山人, 硕士研究生, 主要从事油气田开发研究. E-mail: baikunsen@126.com.

低气井的产能。常志强等^[8]研究了富含凝析水的凝析气井产能,研究中分别给出了基于稳态流动下凝析油、干气和凝析水的产能公式,并定义了三相拟压力,给出了常规二项式拟压力形式的产能方程。从定义可以看出,他们的研究都是在 3 种流动相的渗流方程基础上采用线性叠加的方式获得。总体来看,目前还没有看到考虑近井带同时存在盐析和反凝析伤害下对异常高温气藏的产能的影响程度和综合分析方法。

崖城 13-1 气田位于南海西部琼东南盆地,该凝析气藏原始地层温度为 176°C ,地层压力为 38MPa ,属于典型的高温高压气藏,气藏边水能量较弱的异常高温气藏。生产井主要在陵二段,储层物性属中孔低渗,岩心分析统计平均孔隙度为 8.6% ,平均渗透率为 $19.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,三亚组(单独的一个小单元)为优质储层。气田产出天然气中,初始水气比就达到 $0.345\text{m}^3/10^4\text{m}^3$,显示原始天然气中含有较高含量的水汽。截至 2016 年 4 月气田未见水汽井气水比上升较快,整体气水比达到 $2.1\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 。导致气田原始状态下及开发过程中地层中气态水含量、开发过程中水的相态变化及这种含量变化对开发的影响目前并不清楚。

因此,本文在对崖城 13-1 气田取心基础上,开展了原地条件下的地层水干化盐析实验和含水汽凝析气的 PVT 实验,以此为基础建立了近井地带盐析伤害表征方法、并在文献[4]的基础上评价了目前阶段崖城反凝析伤害、同时存在盐析和反凝析伤害时的单井产能影响大小。

1 基本地质特征

崖城 13-1 气田位于三亚市西南方向(地理位置图如图 1 所示),距离三亚市约 91km 。气田发育 3 套含气层,其层位从下到上为陵三段、陵二段及三亚组,陵三段为主力层(图 2)。陵三段顶部为一套厚层的海滩相砂岩与上覆陵二段的厚层浅海相泥岩或梅山组—三亚组的钙质砂岩相接触,底部为近岸的三角洲前缘或滨岸沉积与下伏崖城组的海岸沼泽或冲积平原相的含煤系泥岩和砂砾岩相接触,全气田稳定分布,电测特征明显,易于划分和对比。根据岩心的层序地层学分析和测井特征对比,以及生产井的压力资料综合分析,从下向上,纵向上可将陵三段划分成 A1、A2、B1、B2-1、B2-2、C1、C2、D 共 8 个流动单元。陵三段储层属于受潮汐控制的辫状河三角

洲沉积。从下向上,沉积环境由三角洲水下分流河道、三角洲外前缘为主的沉积向水下分流河道转变砂岩向上有变细、变薄的趋势。



图 1 研究区地理位置

Fig.1 Location map of the study area

根据取心物性分析资料统计结果,陵三段孔隙度峰值为 14% ,渗透率峰值为 $190 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔中渗—中孔高渗储层。储层物性由下往上变好,A 单元孔隙度为 10% ,渗透率为 $86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;D 单元孔隙度为 17% ,渗透率为 $750 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。陵二段储层物性属中孔低渗,具岩心分析统计平均孔隙度为 8.6% ,平均渗透率为 $19.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。三亚组根据 A8 井岩心物性样品统计储层具有低孔—中孔;高渗—特高渗的特征,是一套储集性能好的优质储层。其孔隙度主要分布在 $16\% \sim 20\%$ 之间,渗透率主要分布在 $(2\ 560 \sim 10\ 240) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的特高渗范围内。因陵三段小且只有 1 口井,因此本文实验研究主要针对陵二段和陵三段开展工作,所用岩心取自陵三段北 1 块 A4 井。

2 近井带盐析伤害对产能的影响研究

2.1 近井地带孔隙水变化规律实验

为了研究在开发过程中,随压力降低,岩心中束缚水蒸发情况,研究近井带被天然气长期冲刷后,地层水蒸发盐析对渗透率的影响,分别对陵三段、陵二段岩心共进行了 4 组长岩心实验。根据岩心中气液两相体系的相态特征^[9-11],通过组分随压力变化的原理研究岩心中气液相变,自行设计了模拟地层水蒸发盐析的高温高压实验装置(图 3),实验流程图如图 4 所示。总体流程在多功能岩心驱替装置上完成。

岩心出口端对采出气进行冷凝分离,使用微量水分仪测试凝析物中的含水率。

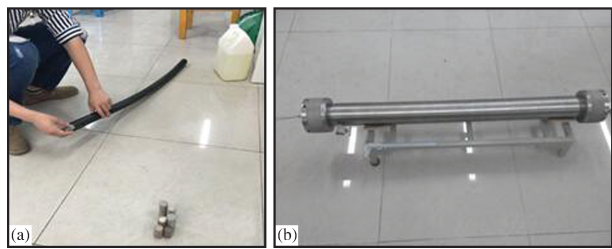


图 6 岩心夹持器
Fig.6 Core gripper

表 1 A4 井长岩心衰竭实验岩心排序结果
Table 1 Sorted table of cores used
in the depletion experiments in Well A4

序号	编号	深度 /m	层位	半径 /cm	长度 /cm	孔隙度 /%	渗透率/ ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
1	YC4-8	3 886.8	LS2	1.228	5.600	16.57	11.003
2	YC4-12	3 887.4	LS2	1.225	6.248	13.6	11.325
3	YC4-7	3 885.5	LS2	1.226	4.400	14.8	2.683
4	YC4-5	3 885.2	LS2	1.222	6.935	15.98	9.356
5	YC4-13	3 887.4	LS2	1.222	6.340	16.25	9.114
6	YC4-20	3 885	LS2	1.223	5.354	10.69	8.817
7	YC4-2	3 885	LS2	1.214	6.527	15.03	5.335
8	YC4-10	3 887	LS2	1.222	6.529	15.71	8.64
9	YC4-21	3 886.8	LS2	1.230	4.280	15.69	8.33
10	YC4-11	3 887	LS2	1.227	6.951	14.79	8.151
11	YC4-4	3 885.2	LS2	1.227	7.451	15.55	6.229
12	YC4-6	3 885.5	LS2	1.223	6.765	14.95	6.344
13	YC4-9	3 887	LS2	1.228	6.490	16	6.551
14	YC4-3	3 885.2	LS2	1.225	6.955	15.17	6.852

在每级压力下衰竭开采直至下一压力点,采用液氮槽作为冷凝分离装置对采出气冷凝分离,气量计计量分离出气量,分析天平称量凝析物质量,采用微量水分仪测试凝析物中含水率(图 7),从而分别计算得到凝析物中水的质量和油的质量。计算水汽含量为水在油气水混合物中的摩尔百分比。表 2 为测试数据。图 8 为将水汽含量换算为水气比表示的地层水蒸发情况。

A4 井长岩心实验测试结果和 PVT 测试结果对比显示(图 9),低压下多孔介质中的地层水蒸发作用比 PVT 筒中强,同时也进一步说明在实际气田的生产过程中,低压下储层岩心中束缚水会因产气加速带出,将会导致气田产水量增加,同时导致储层存在干化盐析现象。

2.1.2 近井地带孔隙水变化规律实验

将长岩心安装完成,并对仪器进行试压检漏后,

使用实验室配制地层水对长岩心进行饱和后,在地层条件下(176℃,38MPa),用氮气驱替地层水建立束缚水饱和度。然后采用配制好的不含水汽凝析气流体在地层条件下驱替岩心,在长岩心出口端对采出气进行冷凝分离,对分离出的凝析物进行称重和测试产出水量。结果如表 3 和图 10 所示。表 4 为长岩心实验所用岩心渗透率变化情况,初始渗透率为实验之前所测渗透率,剩余渗透率为经过地层水蒸发实验后,束缚水全部烘干后所测渗透率。实验结果显示,随开发的进行,在没有地层水侵入的情况下,随着近井带的凝析气量 PV 数的增加,孔隙中的含水量会因凝析气的蒸发而降低,地层水可能会发生盐析作用进而导致储层渗透率降低,表现为表皮增大。



图 7 分析天平与微量水分仪
Fig.7 Analytical balance and micromoiature meter

2.2 岩心干化盐析实验

为了研究开发过程中随地层压力衰竭不同物性岩心中孔隙水蒸发情况,设计了不同物性岩心随地层压力降低时的地层水蒸发实验。选取崖城 13-1 气田凝析气藏不同物性岩心,测定岩心的初始孔隙度和渗透率,用不同渗透率的岩心饱和地层水,建立束缚水饱和度,对饱和地层水的岩心在高温高压下进行蒸发实验,分别测定了蒸发 1h、2h、3h 直至完全蒸发后岩心的渗透率,从而测定盐析对储层的伤害程度,实验结果如表 5 所示。盐析后的扫描电镜图片显示微孔很容易被结晶后的细小盐晶体颗粒堵塞(图 11),表现为地层的原始渗透率越低,盐析后渗透率的降低程度越大。

渗透率较大的岩石,多数的孔隙通道比较大,不易被细小盐晶体堵塞,因此渗透率下降较小^[18-20]。

生产井实际生产中地层不可能全部蒸发,根据表 2 全压力衰竭过程中水的蒸发量计算,累积蒸发量相当

于原地原生地层水的 6.37%,与对比岩心测试中的 1h 烘干量相近。对该事件测试数据通过拟合得

表 2 A4 井长岩心衰竭过程中水汽含量变化实验测试数据

Table 2 Change of water content in the depletion experiments in Well A4

衰竭压力/MPa	产出气/mL	凝析物/g	含水率/%	水/g	油/g	水汽含量/(mol%)
38.0	1 320	0.107 2	19.29	0.020 7	0.101 6	2.027 6
33.0	1 495	0.116 5	25.13	0.029 3	0.102 4	2.523 8
28.0	1 625	0.094 9	39.92	0.037 9	0.066 9	2.999 5
22.71	2 100	0.131 5	52.09	0.068 5	0.074 0	4.149 5
15.84	1 330	0.098 1	62.98	0.061 8	0.042 6	5.810 5
13.30	1 350	0.088 4	78.77	0.069 6	0.022 0	6.419 9
9.80	1 280	0.096 1	86.98	0.083 6	0.014 7	7.995 9
6.66	1 225	0.124 6	92.92	0.115 8	0.010 3	11.175 3
4.01	830	0.141 4	96.45	0.136 4	0.005 9	17.950 4

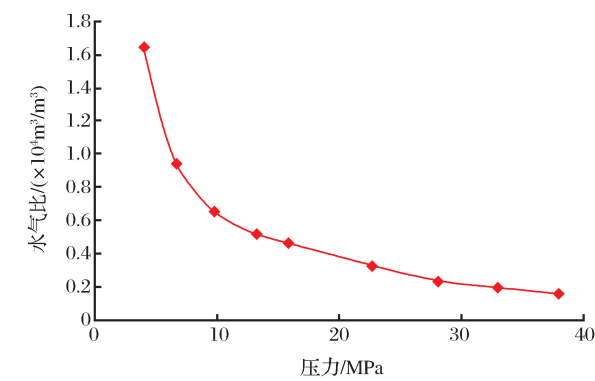


图 8 A4 井长岩心衰竭过程中地层水蒸发情况

Fig.8 Condition of water evaporation in the depletion experiments in Well A4

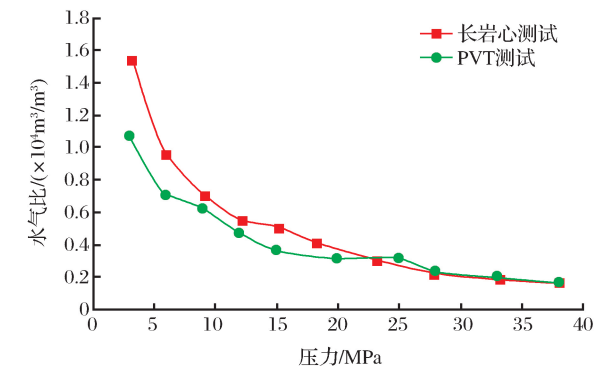


图 9 A4 井天然气不同衰竭压力下 PVT 测试和多孔介质测试结果对比

Fig.9 Comparison of results between PVT and the depletion experiments in Well A4

到原渗透率与岩心蒸发 1h 后渗透率的关系如式(1)和图 12 所示。

$$(K_1 - K_2)/100K_1 = 15.607e^{-0.008\ 779K_1} \tag{1}$$

式中: K_1 为原始渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_2 为岩心蒸发

1h 后渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表 3 A4 井长岩心开采过程中产出水量

Table 3 Water production in the exploitation process in Well A4

通过 PV 数	产出水量/g
0.105 1	0.020 7
0.224 2	0.049 3
0.353 6	0.067 9
0.520 9	0.093 3
0.626 8	0.109 8
0.734 4	0.126 2
0.836 3	0.135 9
0.933 9	0.147 5
1.045 3	0.158 4
1.106 0	0.164 1
1.273 7	0.175 2
1.441 5	0.178 9

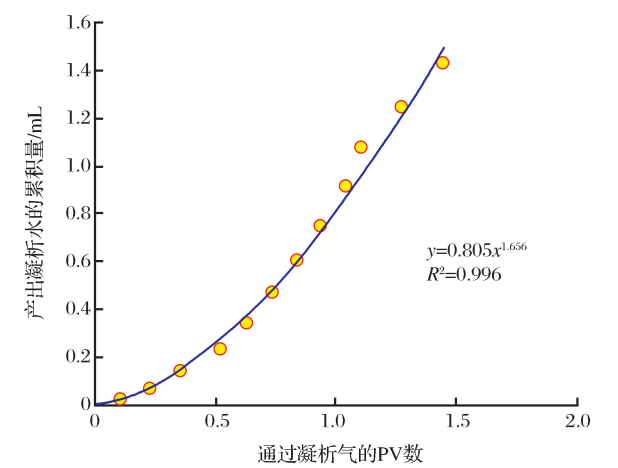


图 10 A4 井岩心束缚水蒸发情况

Fig.10 Condition of bound water evaporation in Well A4

2.3 近井带蒸发效用下的气井产能

由于干化盐析是使地层渗透率降低,因此考虑文献[2],联立式(1)可得到盐析后的产能方程:

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = \frac{3.648\mu Z T p_{sc}}{(K_1 - 1\ 560.7K_1 e^{-0.008\ 779K_1})\mu T_{sc}} \times$$
$$\left(\text{Ln} \frac{0.472r_e}{r_w} + S \right) Q_g +$$
$$\frac{(1.181\ 5 \times 10^{-3} Z T \gamma_g p_{sc}^2)}{(K_1 - 1\ 560.7K_1 e^{-0.008\ 779K_1})^{1.2} h^2 T_{sc}^2 r_w} Q_g^2$$
(2)

式中: P_R 为地层压力,MPa; P_{wf} 为井底流压,MPa; μ 为气体黏度,mPa·s; Z 为气体偏差因子; T 为气层温度,K; h 为气层有效厚度,m; r_w 为井底半径,m; r_e 为储层外边界半径,m。

当采用二项式来表示时,参考杨继盛等^[21-24]对二项式产能方程的变形可预测气井流入动态:

$$q_{sc} = \frac{\left(\sqrt{1 + 48 \frac{p_R^2 - p_{sc}^2}{p_R^2}} - 1 \right) (AOF)}{6}$$
(3)

表 4 A4 井岩心渗透率测试数据

Table 4 Data of permeability test in Well A4

岩心编号	初始渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	剩余渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	变化 百分数/%
YC4-7	2.683	1.636	39.0
YC4-10	5.335	3.435	35.6
YC4-4	6.229	4.149	33.4
YC4-6	6.344	4.365	31.2
YC4-9	6.551	4.698	28.3
YC4-3	6.852	4.736	30.9
YC4-11	8.151	6.088	25.3
YC4-21	8.330	6.309	24.3
YC4-2	8.640	6.439	25.5
YC4-20	8.817	6.735	23.6
YC4-13	9.114	6.803	25.4
YC4-5	9.356	7.216	22.9
YC4-8	11.003	8.633	21.5
YC4-12	11.325	8.816	22.2

表 5 崖城 13-1 气田不同物性岩心干化前后物性实验测试结果

Table 5 Properties experimental test results after dryout in Yacheng 13-1 Gasfield

岩心 编号	实验前 渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	实验 1h 后 渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	实验 1h 变 化百分数 /%	实验 2h 后 渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	实验 2h 变 化百分数 /%	实验 3h 后 渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	实验 3h 变化 百分数 /%	完全盐析 后渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	完全盐析 变化百分数 /%
1	407.93	405.40	0.62	403.71	1.03	402.87	1.24	399.50	2.07
2	396.38	393.68	0.68	391.88	1.13	390.98	1.36	387.39	2.27
3	203.45	196.97	3.18	192.65	5.31	190.49	6.37	181.85	10.61
4	221.72	215.62	2.75	211.56	4.58	209.53	5.50	201.39	9.17
5	342.88	339.30	1.04	336.91	1.74	335.72	2.09	330.95	3.48
6	21.32	18.41	13.67	16.47	22.78	15.50	27.33	11.61	45.56
7	145.65	138.29	5.06	133.38	8.43	130.92	10.11	121.11	16.85
8	134.12	126.68	5.54	121.72	9.24	119.25	11.09	109.33	18.48
9	43.58	38.59	11.44	35.27	19.06	33.61	22.88	26.96	38.13
10	48.62	43.28	10.99	39.72	18.31	37.94	21.97	30.81	36.62
11	111.41	104.00	6.65	99.06	11.08	96.59	13.30	86.72	22.16
12	58.60	52.66	10.14	48.69	16.91	46.71	20.29	38.79	33.81
13	85.25	78.26	8.20	73.61	13.66	71.28	16.39	61.96	27.32
14	8.64	7.33	15.13	6.46	25.21	6.03	30.25	4.28	50.42
15	8.15	6.91	15.19	6.09	25.31	5.68	30.37	4.02	50.62
16	6.23	5.27	15.42	4.63	25.70	4.31	30.84	3.03	51.41
17	2.68	2.26	15.87	1.97	26.44	1.83	31.73	1.26	52.88
18	6.34	5.37	15.41	4.71	25.68	4.39	30.81	3.09	51.36
19	5.34	4.51	15.53	3.95	25.89	3.68	31.06	2.57	51.77
20	6.55	5.54	15.38	4.87	25.64	4.54	30.76	3.19	51.27
21	6.85	5.80	15.34	5.10	25.57	4.75	30.69	3.35	51.15
22	8.82	7.49	15.11	6.60	25.18	6.15	30.21	4.38	50.35
23	9.11	7.74	15.07	6.82	25.12	6.37	30.14	4.54	50.23
24	9.36	7.95	15.04	7.01	25.07	6.54	30.08	4.67	50.14
25	11.33	9.65	14.81	8.53	24.68	7.97	29.61	5.74	49.35
26	8.33	7.07	15.16	6.22	25.27	5.80	30.33	4.12	50.55
27	11.00	9.37	14.84	8.28	24.74	7.74	29.69	5.56	49.48

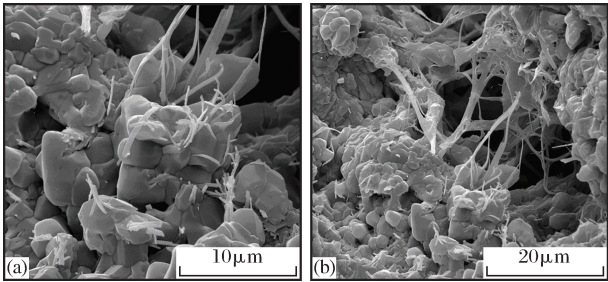


图 11 盐析后的扫描电镜上明显可见盐晶颗粒附在岩石孔隙中的黏土表面

Fig.11 SEM analysis after salt out,salt particle can be seen on the wall of pore

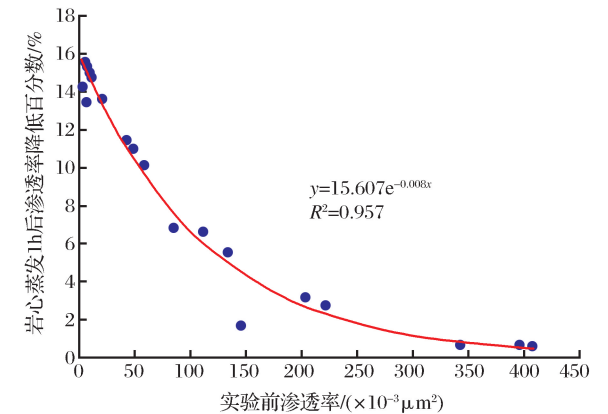


图 12 原始渗透率与岩心蒸发 1h 后渗透率变化百分数关系

Fig.12 The comparison of core permeability before and after evaporation

表 6 崖城 13-1 气田超低压阶段考虑干化盐析影响的气井 AOF 预测结果						
Table 6 The results of AOF for gas well in Yacheng 13-1 Gasfield						
压力 /MPa	原始渗透率 /(×10 ⁻³ μm ²)	降低 百分数	考虑盐析影响的渗透率 /(×10 ⁻³ μm ²)	原始 AOF /(×10 ⁴ m ³ /d)	考虑盐析后的 AOF /(×10 ⁴ m ³ /d)	AOF 变化 百分数/%
5	5	15.574 4	4.221 3	2.043 5	1.725 2	15.57
	10	14.963 7	8.503 6	4.086 5	3.475 1	14.96
	15	14.377 0	12.843 5	6.129 3	5.248 3	14.37
	25	13.271 6	21.682 1	10.214 4	8.859 1	13.27
	50	10.865 9	44.567 1	20.424 5	18.205 9	10.86
	75	8.896 2	68.327 8	30.631 8	27.907 8	8.89
	100	7.283 6	92.716 4	40.836 9	37.863 9	7.28
	150	4.882 4	142.676 5	61.241 4	58.253 1	4.88
	200	3.272 7	193.454 5	81.639 5	78.969 5	3.27
	300	1.470 5	295.588 4	122.419 9	120.621 2	1.47
	400	0.660 8	397.357 0	163.182 4	162.105 2	0.66

针对崖城 13-1 气田目前的低压阶段,针对渗透率测试范围(5~400)×10⁻³ μm²,用式(2)和式(3)预测近井地带蒸发效用气藏气井产能的损失变化百分数由 15.57%降到 0.66%(表 6),图 13 和图 14 分别为渗透率为 5×10⁻³ μm²和 300×10⁻³ μm²的层段无阻流量理论分析对比。因此对崖城 13-1 气田陵二段来讲,超低压阶段由于近井带干化造成的产能损失,综合起来应该不超过 10%,平均为 8.68%。

3 近井带反凝析阻塞影响

3.1 含水汽凝析气 PVT 测试

对崖城 13-1 气田凝析气,从前述实验可知凝析气中含有相当部分的水蒸汽,在充分调研含水凝析气气液两相体系相态特征的基础上^[25-30],开展了含水凝析气实验。对含水汽凝析气的 PVT 测试显示,含水汽凝析气的实测露点比不含水汽凝析气实测露点高 0.5MPa,实验结果如表 7 所示,变化规律与熊钰等^[7]研究一致。CCE 偏差因子实测曲线如图 15 所示,且含水汽凝析气的反凝析液量要低于不考虑水汽的凝析气体系。显示高温凝析气藏中气相的偏差因子比只考虑烃类成分的偏差因子要高一些。对崖城后期来讲,流体基本参数如表 8 所示。

3.2 反凝析阻塞表皮变化

如前所述,当近井地带出现的反凝析油,未达到临界可流动的饱和度之前,它不会流动,但却会影响

到气相的流动,即形成了一定流动的附加阻力。而前述显示,存在水汽影响以后的反凝析会发生变化(图 16),从而影响近井地带的反凝析饱和度的大小,这一近井地带的大小可以用阻塞半径表示;反凝

析油对气相流动影响的程度,可以用阻塞表皮系数表示^[4]。

$$S_o = \frac{10\ 107q_g^2\mu_g ZTy}{r_b^2 h^2 \varphi K p_R}t$$

(4)

式中: S_o 为凝析油的饱和度, f ; q_g 为凝析气的总产气量, $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; μ_g 为气体动力黏度, $\text{MPa} \cdot \text{s}$; p_{sc} 为标准大气压力, MPa ; Z 为气体偏差因子; T 为气藏温度, K ; y 为反凝析因子, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{m}^3)$; r_b 为凝析油阻塞半径, m ; h 为气藏有效厚度, m ; φ 为气藏有效孔隙度, f ; K 为气藏的有效渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; p_R 为地层压力, MPa ; T_{sc} 为标准地面温度, K ; t 为试井时间。

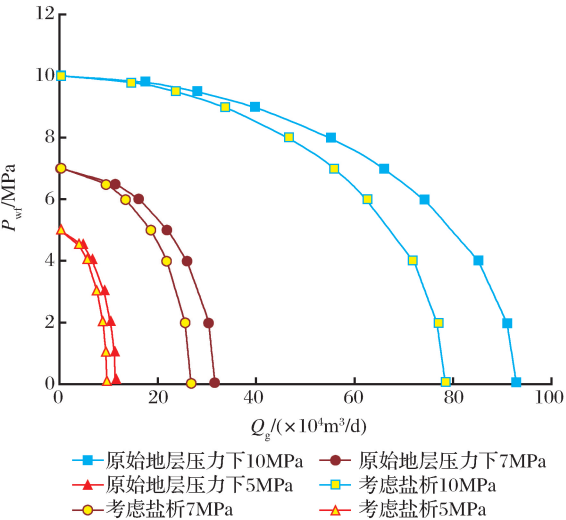


图 13 考虑与不考虑盐析影响的 Q_g 与 P_{wf} 关系曲线
(原始渗透率 $= 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

Fig.13 The relationships between Q_g and

P_{wf} with and without considering salting out effect

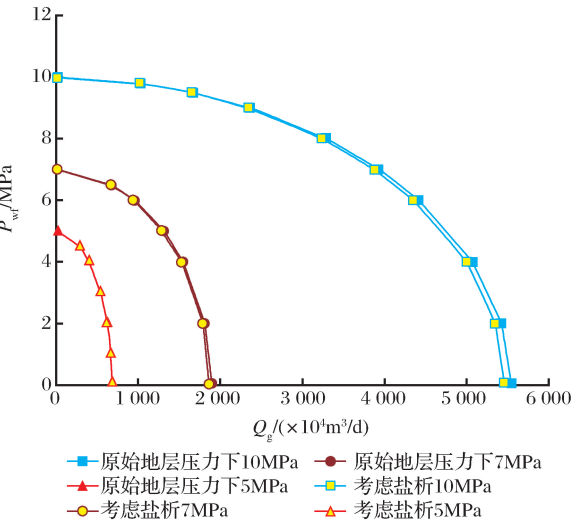


图 14 考虑与不考虑盐析影响的 Q_g 与 P_{wf} 关系曲线
(原始渗透率 $= 300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

Fig.14 The relationships between Q_g and P_{wf} with and without considering salting out effect

其中 $y = dC/dP$ 为反凝析因子(单位压降的单位气体的凝析油减少量),当衰竭式开发时, y 值可

以直接利用 PVT 中 CVD 实验数据求取。对循环注气的反凝析因子,应根据稳定生产时的气油比,并结合 PVT 计算。

表 7 A8 井含水汽与不含水汽体系露点测试数据
Table 7 Dew-point of condensate gas of Well A8 with and without water vapor

温度/ $^{\circ}\text{C}$	露点压力/ MPa	
	不含水汽体系	含水汽体系
176	28.15	28.73
166	28.77	29.42
156	29.5	29.9

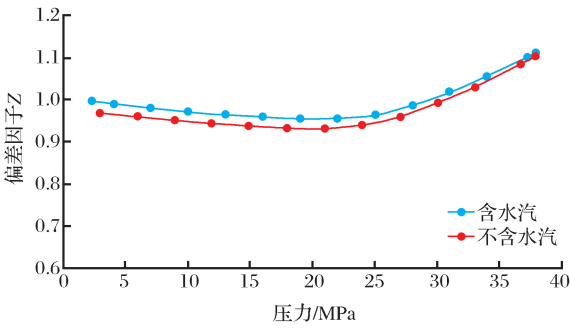


图 15 崖城 13-1 含水汽与不含水汽体系相对体积变化情况
Fig.15 Relative volume variation of gas condensate of Yacheng 13-1 with and without water vapor

表 8 崖城 13-1 凝析气低压阶段基础参数
Table 8 Basic parameters of condensate gas of Yacheng 13-1 Gasfield

压力/ MPa	温度/ K	Z	$\mu_g/(\text{mPa} \cdot \text{s})$	$\rho_g/(\text{g}/\text{cm}^3)$
10	449.15	0.963 492	0.017 769 328	0.047 869 6
7	449.15	0.969 949	0.017 242 85	0.033 285 64
5	449.15	0.976 511	0.016 943 107	0.023 615 69

当取近井地带的凝析油饱和度为临界饱和度 S_{oc} 时,可得凝析油阻塞半径^[4]、并计算出反凝析阻塞表皮系数:

$$S_b = \left(\frac{1}{K_{rgc}} - 1 \right) \text{Ln} \frac{r_b}{r_w} \quad (5)$$

$$K_{rgc} = \frac{K_b}{K} \quad (6)$$

式中: S_b 为凝析油的阻塞表皮系数; K_{rgc} 为在凝析油的临界饱和度下气体的相对渗透率, f ; r_w 为气井的井底半径, m ; K_b 为凝析油阻塞区的有效渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据崖城生产动态数据及目前压力测试情况,结合 PVT 测试计算获得的不同生产阶段的表皮系数情况如表 9 所示。其对气相渗透率的降低情况如

图 17所示,由此计算的在目前压力阶段下的产能损失达到 5.83%。

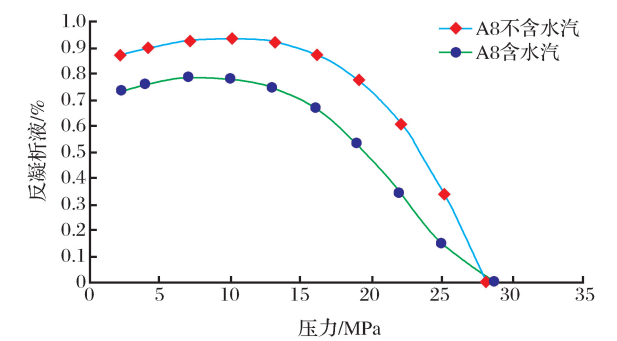


图 16 崖城 13-1 气田含水汽凝析气的反凝析液量与不考虑水汽的凝析气体体系反凝析差异

Fig.16 Difference of oil retrograde of condensate gas with and without water vapor in Yacheng 13-1 Gasfield

表 9 崖城 13-1 单井近井地带反凝析饱和度随生产变化的计算统计

Table 9 Retrograde oil saturation variation near well-bore with production time in Yacheng 13-1

累计气产量 /($\times 10^8 \text{ m}^3$)	反凝析饱和度(S_0) /%	K_{rgc}	反凝析表皮 /S
13.513	1.403	0.96	0.107
27.025	2.806	0.93	0.194
40.538	4.209	0.90	0.286
54.050	5.612	0.87	0.385
67.563	7.015	0.83	0.528
77.060	8.001	0.81	0.605

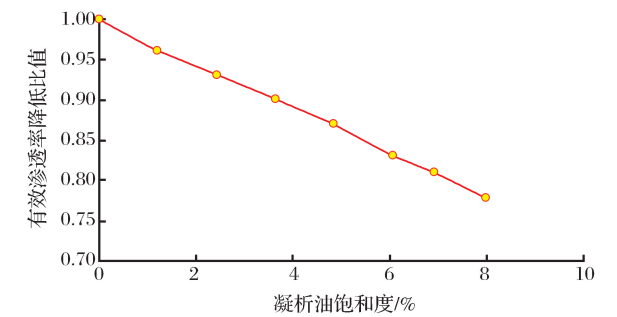


图 17 受反凝析影响的气相有效渗透率比降低情况

Fig.17 Gas permeability reduction affected by retrograde oil saturation increasing

4 实验结果分析与现场效果对比

根据以上实验,我们采用水汽蒸发实验结果,拟合了经验关联式,并与生产井实际情况进行了预测和对比,对比见图 18 所示。其中蓝点为从实际生产数据获得的水气比值,而红点为根据实验建立的拟

合经验公式和生产动态结合获得的水气比计算值。随着压力降低,天然气中气态水含量增加,尤其在低压条件下,气态水含量增加较快。A4 井压力从 38MPa 降至 3MPa,相应气态水含量从 2.12%增加至 12.49%。水气比可由 $0.24\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 上升到 $1.06\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 。实验结果与现场检测水气比较为吻合。

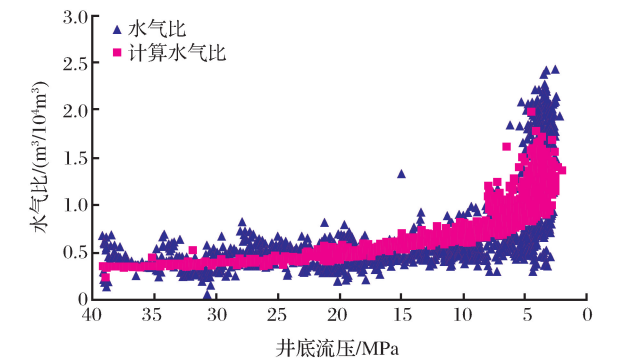


图 18 A4 井生产水气比和利用实验结果的预测水气比对比

Fig.18 Gas water ratio of Well A4 from production date compare with that from prediction

对比结果应该说是完全吻合的。这说明我们研究获得的结果是科学可信的,并同时也验证了这种高温气藏在生产过程中确实存在地层水蒸发、并导致盐析的产生。从前面的实验可以发现,对比盐析对不同渗透率岩心的影响发现,地层的原始渗透率越低,盐析后渗透率的降低程度越大。这是由于低渗岩石的孔喉小,绝大多数是含有一些小孔隙或微孔隙,这些微孔很容易被结晶后的细小盐晶体颗粒堵塞,使渗透率急剧下降。而渗透率较大的岩石,多数的孔隙通道比较大,不易被细小盐晶体堵塞,因此渗透率下降较小。实验用岩心完全盐析渗透率变化范围在 2.07%~52.88%之间。结合前面的 PVT 实验,显然由于地层水的蒸发作用,也会进一步影响凝析油的析出和反凝析进一步加强。

5 结论

- (1)长岩心实验和标准柱塞岩心干化实验表明:高温气藏凝析气藏降压生产过程中,近井带地层水蒸发导致盐析使渗透率降低,且低渗储层段的损害程度高于高渗储层段的损害程度。对崖城 13-1 气田陵二段来讲,超低压阶段由于近井带干化造成的产能损失综合平均可达到 8.68%。
- (2)以含水汽 PVT 测试反凝析数据为基础,采用反凝析阻塞表皮系数法评价了崖城近井地带反凝

析伤害大小。目前近井地带最大反凝析堆积饱和度达到 8%, 对应反凝析表皮系数为 0.6, 由于反凝析阻塞引起的产能损失可达 5.83%。

(3) 崖城 13-1 气田, 高温引起的地层水蒸发效应与反凝析引起的阻塞效应均引起低压阶段的产能降低, 目前超低压阶段由这 2 种因素引起的产能损失综合不超过 15%, 相对较小。同时长岩心实验显示, 随地层压力下降, 无论是低渗气层还是较高渗透率的地层, 产出天然气中水汽含量不断增加增加, 在高压下和 PVT 筒中测试相一致; 到低压阶段后, 储层的多孔介质属性会导致天然气中水汽含量增加加快, 显示高温气藏在低压阶段的凝析水产出会较快上升。

参考文献 (References)

- [1] Tang Yong, Du Zhiming, Sun Lei, *et al.* Research on fluid phase behavior and flowing mechanics in abnormal high temperature oil-gas reservoirs Considering Formation water evaporation [J]. Drilling and Production Technology, 2007, 30(5): 82-85.
汤勇, 杜志敏, 孙雷, 等. 考虑地层水蒸发的异常高温油气藏相态和渗流研究现状[J]. 钻采工艺, 2007, 30(5): 82-85.
- [2] Btte S, Heinemann R F. Compositional Modeling of High Temperature Gas-Condensate With Water Vaporization [C]. SPE 18422, 1989.
- [3] Zuluaga E, Monsalve J C. Water Vaporization in Gas Reservoirs [C]// Water Vaporization in Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [4] Xiong Yu, Sun Anpei, Zhang Yaling, *et al.* Correction method of blocking skin factor in interpretation of gas condensate well deliverability test [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(4): 81-83.
熊钰, 孙安培, 张雅玲, 等. 凝析气井产能试井解释中的阻塞表皮系数校正法研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(4): 81-83.
- [5] Thomas F B, Shtepani E, Bennion D B, *et al.* The influence of equilibrium water on gas-well productivity [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2003, 42(11): 35-39.
- [6] Zuluaga E, Lake L W. Semianalytical Model for Water Vaporization in Gas Producers [R]. SPE 93862, 2005: 1-9.
- [7] Xiong Yu, Zhang Liehui, Shi Yunqing, *et al.* Phase Behaviors and percolation characteristics of lean condensate gas system with water vapor [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(4): 83-85.
熊钰, 张烈辉, 史云清, 等. 含水气贫凝析气体系的相态及渗流特征[J]. 天然气工业, 2006, 26(4): 83-85.
- [8] Chang Zhiqiang, Kang Zheng, Sun Lei, *et al.* New method of productivity analysis in gas condensate well with condensed water [J]. Drilling and Production Technology, 2006, 29(4): 41-43.
常志强, 康征, 孙雷, 等. 富含凝析水的凝析气井产能分析新方法[J]. 钻采工艺, 2006, 29(4): 41-43.
- [9] Tong Min, Li Xiangfang, Hu Yongle, *et al.* Experimental study on influence of porous media on phase behavior of gas condensate [J]. Journal of the University of Petroleum China, 2004, 28(5): 61-64.
童敏, 李相方, 胡永乐, 等. 多孔介质对凝析气相态的影响[J]. 中国石油大学学报, 2004, 28(5): 61-64.
- [10] Tang Yong, Du Zhimin, Zhang Shaonan, *et al.* Formation water vaporization and salt out at near well bore zone in high temperature gas reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(2): 96-99.
汤勇, 杜志敏, 张峭楠, 等. 高温气藏近井带地层水蒸发和盐析研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(2): 96-99.
- [11] Shi Depei, Sun Lei, Li Dongping. The domestic and abroad situation and the latest development of hydrocarbon-water phase equilibria [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2005, 27(3): 49-53.
石德佩, 孙雷, 李东平, 等. 关于烃—水体系相平衡研究的现状及新进展[J]. 西南石油大学学报, 2005, 27(3): 49-53.
- [12] Zhong Taixian, Yuan Shiyi, Hu Yongle, *et al.* Complex phase behavior of gas condensate systems [J]. Petroleum Exploration & Development, 2004, 31(2): 130-136.
钟太贤, 袁士义, 胡永乐, 等. 凝析气流体的复杂相态[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 125-127.
- [13] Lian Junli, Hou Dujie, Pang Changying. Technique of fluid sampling in high pressure condensate gas reservoirs [J]. Journal of Oil & Gas Technology, 2010, 32(3): 156-157.
连军利, 侯杰读, 庞长英. 高压凝析气藏流体取样技术[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(3): 156-157.
- [14] Guan Yunmei. Introduction of ion chromatography and its application technology [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 1999, 28(3): 221-223.
关云梅. 离子色谱扩展技术及其应用简介[J]. 石油与天然气化工, 1999, 28(3): 221-223.
- [15] Li Yushu, Li Xiaodong, Qiao Meijuan. Determination of ater content in crude petroleum by extraction-microcoulometry [J]. Analytical Instrument, 2009(6): 12-14.
李玉书, 李晓东, 乔美娟, 等. 抽提—微库仑法测定原油水含量[J]. 分析仪器, 2009(6): 12-14.
- [16] Gao Jianbo, Liu Yuming, Zhang Qun, *et al.* Long core displacement test study in low-permeability reservoirs of Weizhou Oilfield [J]. Sino-Global Energy, 2011, 16(3): 60-63.
高健波, 刘玉明, 张群, 等. 涠洲油田低渗储层长岩心驱替实验研究[J]. 中外能源, 2011, 16(3): 60-63.
- [17] Zhong Taixian, Yuan Shiyi, Hu Yongle, *et al.* Complex phase behavior of gas condensate systems [J]. Petroleum Exploration & Development, 2004, 31(2): 125-127.
钟太贤, 袁士义, 胡永乐, 等. 凝析气流体的复杂相态[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 125-127.
- [18] Zuluaga E, Munoz N I, Obando G A. An Experimental Study to Evaluate Water Vaporisation and Formation Damage Caused by Dry Gas Flow Through Porous Media [C]. SPE 68335, 2001

- [19] Zhang An, Fan Zifei, Song Hang, *et al.* Reservoir pressure prediction of gas condensate reservoir with oil rim[J]. Journal of China: University of Petroleum, 2014, 38(5): 124-129.
张安刚, 范子菲, 宋珩, 等. 带油环凝析气藏地层压力预测方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014(5): 124-129.
- [20] Jiang Hongmei, Tang Yong, Chen Wen, *et al.* Research on salting out during formation water evaporation in oil-gas reservoirs[J]. Drilling and Production Technology, 2009, 32(5): 50-53.
蒋红梅, 汤勇, 陈文, 等. 油气藏地层水蒸发产生盐析的研究新进展[J]. 钻采工艺, 2009, 32(5): 50-53.
- [21] Yang Jisheng. Basis of gas extraction process[M]. Petroleum Industry Press, 1992.
杨继盛. 采气工艺基础[M]. 石油工业出版社, 1992.
- [22] Yang Jisheng, Liu Jianyi. Practical Calculation of Gas Extraction[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
杨继盛, 刘建仪. 采气实用计算[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.
- [23] Yang Jisheng. Bottom pressure calculation of gas well with high pressure and high content of H_2S and CO_2 [J]. Natural Gas Industry, 1985, 5(2): 36-42.
杨继盛. 高压、高含 H_2S 和 CO_2 气井井底压力的计算[J]. 天然气工业, 1985, 5(2): 36-42.
- [24] Yang Jisheng. The calculation on flow pressure of the two-phase in tubing[J]. Natural Gas Industry, 1982, 2(3): 35-45.
杨继盛. 油管内气水两相流动压降的计算[J]. 天然气工业, 1982, 2(3): 35-45.
- [25] Chang Zhiqiang, Sun Lei, Kang Zheng, *et al.* Condensate oil-gas mixtures phase behavior study with rith gaseous condensate water[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(2): 206-209.
常志强, 孙雷, 康征, 等. 富含凝析水的凝析油气体系相态研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(2): 206-209.
- [26] Pan Yi, Sun Lei, Luo Liqiong, *et al.* Experiment and analysis of oil/gas/water multi-phase mehavior of condensate gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(2): 48-51.
潘毅, 孙雷, 罗丽琼, 等. 凝析气藏油气水三相 PVT 相态特征测试及分析[J]. 西南石油学院学报, 2006, 28(2): 48-51.
- [27] Jia Tianze, Xiong Yu, Liu Fengdong, *et al.* Research on the phase state of the gas-condensate system with water vapour[J]. Offshore Oil, 2006, 26(4): 56-61.
贾天泽, 熊钰, 刘沅东, 等. 含水汽凝析气体系相态特征研究[J]. 海洋石油, 2006, 26(4): 56-61.
- [28] Chao K C, Seader J D. A General correlation of vapor - liquid equilibria in hydrocarbon mixtures[J]. Aiche Journal, 1961, 7(4): 598-605.
- [29] Okuno R, Johns R T, Sepehrnoori K. A new algorithm for rachford-rice for multiphase compositional simulation[J]. Spe Journal, 2010, 15(2): 313.
- [30] Pedersen K S, Milter J. Phase Equilibrium Between Gas Condensate and Brine at HT/HP Conditions[C]. SPE Technical Conference and Exhibition, 2004.

Influence of water vaporization and condensate bank near wellbore on well deliverability damage of high temperature gas reservoir at low pressure stage: A case study of Yacheng 13-1 high temperature gas-condensate reservoir

Li Yue-lin¹, Zhao Xiao-bo², Wang Wen-juan¹, Bai Kun-sen², Xiong Yu²

(1. Zhangjiang Branch, China Offshore Oil Corporation, Zhanjiang 524000, China;

2. Petroleum Engineering College of Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: Compared with the conventional gas reservoir, the evaporation of the formation water in the near-well zone during depressurization production could easily lead to salting out, which will block the reservoir and reduce the productivity of gas well for over-temperature gas reservoir. The production of Yacheng 13-1 shows evaporation of formation water is actually real. Besides, the retrograde condensate oil will also accumulate around near well-bore formation. All of them reduce the gas permeability and gas well deliverability. Formation water evaporation test and permeability test as well as PVT test results were presented. On the basis of the change of formation permeability caused by salting out and retrograde condensation, the productivity change of Yacheng 13-1 was analyzed and evaluated. Results show that maximum gas deliverability of well decreased by salting out of water was 15%, and average value of it was 8.68%. The maximum gas deliverability decreased by oil retrograde was 5.83%. Gas well deliverability influenced by both of them could be 14.51%.

Key words: High Temperature; Evaporation; Salting out; Condensate; Deliverability