

文章编号: 1000-8241(2019)05-0522-06

碳酸盐岩底水气藏型储气库动态特征及水淹机制

徐俊杰 王起京 许明 张云超

中石油北京天然气管道有限公司

摘要: 储气库注采气能力、库容及工作气量是衡量储气库能力的重要指标,储气库动态特征分析是评价储气库能力的重要手段。基于某碳酸盐岩底水含硫气藏改建储气库(A储气库)的多周期注采生产情况,通过系统分析储气库运行动态特征,评价了水平井注采气生产能力,利用两种方法对储气库库容进行复核,分析了气藏H₂S质量浓度变化,评价了脱硫运行方式,结果表明:该储气库单井产能高,库容落实程度高,具备高效开发潜力,但仍需探索脱硫运行方式。研究分析了A储气库生产中出现的AH1井水淹停产问题的形成机制,提出了恢复气井生产能力的具体方案,并成功应用于现场。研究成果对中国碳酸盐岩底水气藏型储气库生产运行及能力评价具有指导作用。(图1,表5,参20)

关键词: 储气库; 裂缝; 底水气藏; 水平井; 气井水淹

中图分类号: TE822

文献标识码: A

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2019.05.006

Dynamic characteristics of underground gas storage rebuilt from carbonate gas reservoir with bottom water and the water flooding mechanism of its well

XU Junjie, WANG Qijing, XU Ming, ZHANG Yuchao

PetroChina Beijing Gas Pipeline Co. Ltd.

Abstract: Injection-production gas capacity, storage capacity and working gas volume are important indexes for measuring the capacity of underground gas storage (UGS). Dynamic characteristics analysis is an important means to evaluate the capacity of UGS. Based on the multi-cycle injection-production performance of a certain UGS rebuilt from the carbonate sour gas reservoir with bottom water, the injection-production capacity of horizontal well was evaluated by analyzing the dynamic characteristics of UGS during its operation. Then, the storage capacity of UGS was checked by using two methods. Finally, the change of the mass concentration of H₂S in the gas reservoir was analyzed, and the operation mode of desulfurization was evaluated. It is indicated that this UGS is high in single well productivity, storage capacity implementing degree and efficient development potential, but its operation mode of desulfurization still needs exploring. What's more, the water flooding mechanism of Well AH1 leading to its off production was studied, and the specific technological measures for restoring the production capacity of gas well were put forward and successfully applied on site. The research results play an important role in guiding the production, operation and gas storage capacity evaluation of UGSs rebuilt from carbonate gas reservoirs with bottom water in China. (1 Figure, 5 Tables, 20 References)

Key words: underground gas storage, fracture, gas reservoir with bottom water, horizontal well, flooded gas well

中国第一座利用碳酸盐岩底水含硫气藏改建的储气库(以下简称A储气库)是国内首次利用水平井作为注采井的储气库。现阶段中国此类储气库运行动态特征及储气库能力评价的相关文献较少。目前A储气库已运行7个注采周期,积累了丰富的生产数据,为储气库的能力评价分析提供了支持,其研究成果对中

国同类储气库的生产运行具有借鉴意义。

1 储气库概况

1.1 气藏地质

A储气库是由正在试采的潜山凝析气藏改建而

成,其储层为奥陶系峰峰组 and 上马家沟组,岩性为白云岩和灰岩,储层埋深 2 860 m,储集空间以微细裂缝和孔隙为主,缝洞不发育,储层平均孔隙度 2.88%,渗透率 $1.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

该气藏的原始压力 31.35 MPa,地层温度 109 °C,为常规温度压力系统;气藏类型为潜山型、底水凝析油气藏,原始油气界面 3 190 m、油水界面 3 240 m;气藏凝析油质量浓度 160~260 g/m³,为凝析油含量中等的凝析气藏;甲烷质量分数为 83.92%,天然气相对密度 0.676 7, H₂S 质量浓度 570~1 300 mg/m³,为高含硫气藏;2007 年对储量进行复算,天然气、原油、凝析油储量分别为 $7.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $29.4 \times 10^4 \text{ t}$ 、 $14.84 \times 10^4 \text{ t}$ 。

该气藏曾于 1987 年 4 月—2009 年 7 月进行了试采,累积产气 $1.29 \times 10^8 \text{ m}^3$,地层压力由 31.35 MPa 下降到 26.7 MPa,降幅达到 4.65 MPa。

1.2 建设运行

A 储气库设计库容 $7.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,设计运行压力 17~31.35 MPa,设计工作气量 $3 \times 10^8 \text{ m}^3$,设计 5 口注采井(均采用水平井),并对 9 口老井全部封堵。目前已建设一套规模为 $190 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的注气系统及规模为 $250 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的天然气处理与脱硫系统。该储气库于 2010 年 11 月 8 日投产,目前已运行 7 个注采周期,累计注气 $6.65 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计采气 $7.16 \times 10^8 \text{ m}^3$,运行状态良好。

2 储气库气藏动态特征

A 储气库自投产以来,开展了气藏修正等时试井、不稳定试井、地层压力测试、油水气取样化验等工作^[1-4],得到了大量的动态监测资料和生产资料,深化了对气藏的认识。

(1)气藏纵横向的连通性较好,有利于储气库的注采气生产。A 储气库为块状构造,中间被断层切割为两个区块,但这两个区块具有统一的油水、油气界面。2009 年储气库井完井试油时,5 口注采井实测地层压力在 26.6~27.0 MPa 之间,平均地层压力 26.75 MPa,各井压力非常接近;2010—2017 年储气库运行期间,在每个注采周期结束各井稳定后,实测地层压力,各井的压力也非常接近(表 1, AH1~AH5 为 5 口注采井的井号),说明该储气库在平面和纵向上连通性较好,为储气库的生产运行提供了较为有利的地质条件。

表 1 2010—2017 年 A 储气库 5 口注采井 7 个注采周期运行压力统计数据

注采周期	时间	压力/MPa				
		AH1	AH2	AH3	AH4	AH5
2010—2011	2010-05-30	26.60	26.80	27.00	26.70	26.60
	2011-02-20	26.00	26.20	—	26.30	26.30
2011—2012	2011-11-08	31.90	31.80	32.00	31.90	—
	2012-03-26	26.60	26.60	26.90	26.60	26.80
2012—2013	2012-07-17	31.10	31.20	31.50	31.30	—
	2013-03-23	26.46	26.02	26.20	26.10	26.22
2013—2014	2013-11-07	31.57	31.68	31.92	31.74	31.80
	2014-03-20	28.91	28.73	28.89	28.82	28.83
2014—2015	2014-09-01	32.00	31.80	32.10	31.80	31.90
	2015-03-30	27.30	27.30	27.40	27.10	27.20
2015—2016	2016-03-31	22.89	22.36	—	22.60	22.53
2016—2017	2016-11-01	31.02	30.82	—	—	30.83
	2017-03-17	25.97	25.50	—	—	25.32

(2)注采井采用“水平井完井”和“自转向酸和胶凝酸化”工艺,使注采井的生产能力得到较大提高^[5]。该气藏在建库前共完钻探井 9 口,其中 7 口探井进行了试油,气井的自然产能较低,采用酸化措施后气井产能得到提高,但试采时的产量仍然较低,如 A1、A2 是气藏两口试采井,试采时平均单井采气量仅为 $5 \times 10^4 \sim 6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,在试采期间通过试井计算两口井平均无阻流量为 $68.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,表皮系数分别高达 20.6 和 60.3。

为了提高注采井的生产能力,对注采井首次采用了水平井及割缝筛管完井工艺。由于水平井段长,若使用常规酸液将首先进入高渗透层,很难再进入低渗透裂缝和孔隙,无法使酸液在水平段均匀分布,因此,无法达到对非均质性储层进行高效改造的目的。为了实现整个水平井段的酸化改造,使用自转向酸液,其首先进入物性好的储层,与岩石反应后形成黏度较大的产物,阻止鲜酸进一步侵入,后续胶凝酸液转向物性差的储层,从而实现储层长井段的改造(表 2)。除了 AH4 井因钻遇大洞未能实施水平井以外,其余 4 口水平井通过试井确定的无阻流量平均为 $261 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,气井视表皮系数在 $-6.74 \sim -1.89$ 之间,均小于零,气井调峰生产时平均产量可达 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产能较老井提高 3~5 倍,注采井的生产能力得到大幅度提高。

(3)气藏底水整体活动性小,但局部水体较活跃,对气井生产具有一定的影响。注采井 A1、A2 的生产井段分别为 3 081~3 187 m、3 019~3 173 m,而气藏

表2 A 储气库注采井试井结果

注采井	地层压力/ MPa	表皮系数	无阻流量/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
AH1	27.87	-3.65	291.70 344.03
AH2	26.15	-1.89	320.69 224.66
AH3	26.90	-6.74	172.33 194.26
AH4	27.79	—	81.42 80.92
AH5	31.87	-2.73	271.48 273.08

的原始气液界面为 3 190 m,生产层段的底界均接近原始气液界面;但 A1、A2 井在试采过程中的产水量一直较小,其中 A1 井产水量为 18 m³/d,A2 井基本不产水,且随着地层压力的下降产水量未见明显增加。A 气藏地层压力由 31.35 MPa 下降到 26.7 MPa,降幅达 4.65 MPa,在此情况下,并未引起底水沿高角度裂缝系统上窜,说明底水整体活动性小;但 2016 年冬季 AH1 井开井即水淹停产,表明 A 气藏局部区域底水较活跃,对 AH1 井生产产生一定的影响。

(4)利用储气库生产动态资料,采用物质平衡法对库容进行核实,结果表明:储气库的库容落实程度高,且具有一定的挖潜空间。

由于在气藏试采阶段以及储气库多周期运行过程中,气井主要产凝析水,底水整体活动性小,因此,采用物质平衡法对库容进行核实。为消除气藏原始凝析气与注入天然气因性质上的差异对计算造成的影响,采用双组分物质平衡法复核 A 储气库库容^[6-7]。由于 A 储气库底水整体活动性小,在开发过程中以气驱为主,因此,水侵量可不考虑;且岩石和束缚水弹性膨胀率远低于天然气,故可忽略不计。储气库的注气过程认为是定容的,且假定注入气与原始凝析气不发生混合交换,即地下剩余烃类流体所占据的孔隙体积应等于目前注入天然气和地下剩余烃类流体压缩后共同占据的体积,其数学表达式为:

$$G_i B_{gi} = G_{in} B_{ga} + G_i B_{gb} \quad (1)$$

式中: G_i 为凝析气藏剩余的烃类流体储量,10⁸ m³; B_{gi} 为储气库注气前凝析气藏剩余的烃类流体的体积系数; G_{in} 为凝析气藏注入的天然气(干气)量,10⁸ m³; B_{ga} 为储气库注气未注入天然气(干气)的体积系数; B_{gb} 为注气末凝析气藏剩余的烃类流体的体积系数。

基于 A 储气库建库初期的生产数据,可以计算

得到 2011 年前采出原始凝析气 1.6×10⁸ m³(建库前采气 1.29×10⁸ m³、2010 年投产后采气 0.3×10⁸ m³),2011 年注入干气 1.181 4×10⁸ m³,根据 A 储气库库容计算其他参数(表 3)并代入式(1),得到 2011 年 3 月注气前库容为 7.29×10⁸ m³,则 A 储气库原始库容 8.89×10⁸ m³。

表3 A 储气库 2011 年库容计算参数

时间段	气质分类	地层压力/ MPa	天然气 相对密度	天然气 偏差系数	天然气 体积系数
注气前	原始气	26.23	0.676 7	0.929 8	0.004 695
注气后	原始气	31.87	0.676 7	0.968 5	0.004 025
	注入干气	31.87	0.598 5	0.995 0	0.004 136

利用双组分物质平衡法计算的有效库容为 8.89×10⁸ m³,工作气能力 3.9×10⁸ m³;通过储气库历史的注、采气产量及压力数据,绘制气藏的压降曲线^[8-10](图 1),计算得到储气库有效库容为 9.8×10⁸ m³,对应的工作气能力 4.3×10⁸ m³。两种方式计算得到的有效库容比较接近,计算结果可靠。综上,该储气库的有效库容得到了进一步核实,有效库容及工作气量较设计有较大幅度提高,且具有一定挖潜空间。

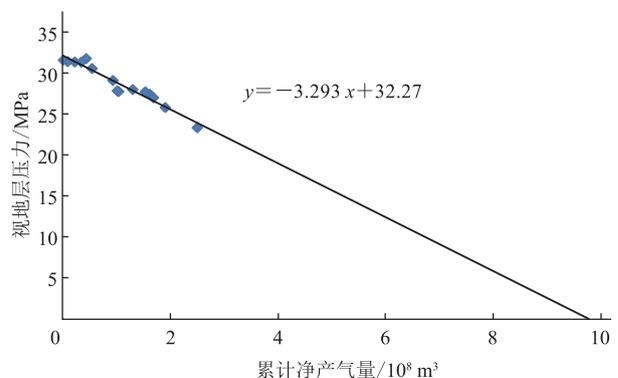


图1 A 储气库多周期累计净产气量与视地层压力曲线图

(5)采用“高注低采”的运行方式,有利于降低气藏的 H₂S 质量浓度^[11]。A 储气库在试采阶段监测到的 H₂S 质量浓度约为 500~1 300 mg/m³;改建储气库后,由于受地面脱硫装置实际处理能力的约束,产气能力一直受到限制;鉴于 A 储气库储存介质中 H₂S 组分较重,为尽快排出气藏中原始 H₂S,在运行方式上进行了合理优化,采用“高部位井多注气、低部位井多采气”的生产方式(表 4),经过 7 个运行周期,储气库内 H₂S 量降低约 60%,实现了 A 储气库中气体的有效净化,降低了 A 储气库 H₂S 的质量浓度。

表4 A 储气库 H₂S 库存量统计数据

生产阶段	阶段采气量/10 ⁸ m ³	产出气平均 H ₂ S 质量浓度/ (mg·m ⁻³)	阶段产出 H ₂ S 质量/ kg	库内 H ₂ S 质量/ kg	库内 H ₂ S 质量占 总质量的比例
原始气藏	—	1 300.0	—	962 000	100.00%
试采阶段	1.29	800.0	103 200	858 800	89.27%
第 1 周期	0.30	900.0	27 135	831 665	86.45%
第 2 周期	1.08	750.0	80 708	750 958	78.06%
第 3 周期	1.33	560.0	74 362	676 595	70.33%
第 4 周期	0.70	391.0	27 366	649 229	67.49%
第 5 周期	0.97	415.0	40 489	608 740	63.28%
第 6 周期	1.44	1 006.6	145 252	463 488	48.18%
第 7 周期	1.34	581.0	77 931	385 557	40.08%

3 AH1 井异常水淹停采解决方案

自 2010 年投产以来, AH1 井生产状况一直较好, 在 2010—2015 年采气周期内均产凝析水, 仅在 2015—2016 年采气后期产地层水, 产水量由初期的平均 5.6 m³/d 上升至后期的 56 m³/d。2016 年 3 月调峰结束后, 实测井底压力时井筒未积液; 同年 4 月该井开始注气, 全年阶段注气 56 837×10⁴ m³, 地层压力由注气前的 22.89 MPa 上升到 31.02 MPa, 测压也未发现井筒积液。同年 12 月 27 日, 在该储气库阶段采气 4 381×10⁴ m³、地层压力下降 1.9 MPa 的情况下, 该井开井后不能自喷连续生产, 实探井筒液面深度 819 m, 多次尝试开井无效, 井筒取样分析证实井筒积液为地层水, 造成该井整个采气周期无法生产。但该井 2017 年注气正常, 与以往注气能力相比并无任何差异, 因此, 需要对该井异常水淹停采情况进行分析^[12-13]。

3.1 产能

AH1 井是 A 储气库的主力生产井, 根据试井结果确定的储层部位有效渗透率为 1.91×10⁻³ μm², 表皮系数为 -3.65, 井筒周围地层完善程度较高, 计算得到该井的无阻流量为 291.7×10⁴~344.03×10⁴ m³/d, 日注采气量大于 50×10⁴ m³, 由此可见, 该井产能较好, 具有较高的携液能力。

3.2 水侵模式

多年的碳酸盐岩裂缝型底水气藏开发实践经验证明, 气井的水侵模式有 4 种^[14-15]: 纵窜型、水锥型、横侵型及纵窜横侵型。结合 A 储气库的地质特点、生产历史及气井水淹特征, 认为该井的水侵模式为纵窜横侵型。该井水平段远端可能存在连通底水的裂缝, 在纵

向压差的作用下, 底水沿此裂缝系统侵入井底, 并形成积液。根据 AH1 井水侵动态特征^[16-17], 对其形成原因进行分析, 包括以下几个方面:

(1) 地质因素。A 储气库储层缝洞不发育, 渗流通道以微细裂缝为主, 该井钻井过程中未发现大溶洞, 无明显漏失现象, 证实了该井原始储层以微细裂缝为主; AH1 井水平段长 352.5 m, 钻遇 II 级裂缝层段 27.4 m, III 级裂缝层段 79.6 m, 纵向上裂缝发育差异性较大; AH1 井水平井段避水高度为 127.9 m, 相对其他水平井较低, 为底水入侵提供了条件。

(2) 工程因素。该井经过酸化改造后, 试井结果显示井底附近储层较好, 存在局部高渗地带, 由于远井地带以微细裂缝为主, 物性较差, 地层水在注气时不易退回低部位地层; 该井完井油管底部为两根筛管, 所处深度为井眼轨迹的最低处(约 3 112 m), 底水容易聚集, 影响井底积液的携带。

(3) 生产因素。2015 年 A 储气库因老井封堵施工而未实施注气(停注 268 天), 该储气库地层压力长期亏空, 致使底水侵入气藏, 地层压力由 27.24 MPa 上涨至 28.68 MPa(平均涨幅 1.44 MPa), 尤其是 AH1 井压力涨幅最大, 达 2.3 MPa。2015—2016 年 A 储气库采气量为历年最高, 采气末地层压力为历年最低, AH1 井采气中后期采地层水, 底水沿纵向裂缝系统上窜至水平井段附近。

3.3 恢复产能方案

AH1 井虽水淹停采, 但注气正常, 表明井底积液并没有导致过大的注气阻力, 积液液面深度预计在筛管深度附近; AH1 井的水淹属于局部水淹, 借鉴西南油气田的“排水采气”技术^[18-20], 研究制定了 AH1 井

恢复气井自喷生产的两套方案。

方案 1:在采气初期,利用较高的地层压力,并控制采气地面系统使之处于较低的压力对 AH1 井实施放喷,排出井底积液。

方案 2:根据 AH1 井完井油管情况(表 5)可知,底部的两根筛管所处深度为井眼轨迹的最低处(约 3 112 m),由于底水水侵井底且难以退回地层,两根筛管一直被水淹,导致该井注入气可以通过筛管向气藏高部位低压区运移,但是采气时高压天然气会驱替井底筛管以上水体向井筒流动,导致气井水淹停喷,因此,建议采用连续油管对储层段的高部位完井油管补孔,这样可增加有效产气通道约 110 m,恢复单井产能。

表 5 AH1 井储层段完井油管深度统计数据

井眼段位置	斜深/m	垂深/m	井斜/(°)
储层顶	3 236.500	3 085.12	70.00
油管筛管起	3 347.288	3 110.03	84.32
油管筛管止	3 365.589	3 111.62	88.00
水平段最低点	3 381.060	3 112.08	90.00
储层底	3 570.140	3 104.87	93.38

上述两套方案中,方案 1 的优点是充分利用气藏的地层能量,不需要任何投资,安全风险小,缺点是必须安排在采气初期地层压力最高的阶段;方案 2 的优点是可在任何时段实施,缺点是费用高,作业过程中存在一定的安全风险。经过比选,优先采用方案 1。

3.4 应用效果

2017 年 11 月 22 日,对 AH1 井采用方案 1 组织开井生产。该井油压由开井初期的 24.4 MPa 快速下降至 1.3 MPa 后,又缓慢上升至 19.1 MPa,8 天累计产液量 1 091 m³。随后,产气能力恢复到该井异常水淹停产前的 22.6×10⁴ m³/d,开井成功。

4 结论

(1) A 储气库是基于正在开发的气藏改建的储气库,储层连通性好,单井产能高,储量及库容落实程度高,是一个具备高效开发的储气库。

(2) 对于含硫的 A 储气库,通过“高注低采”的运行方式有助于降低气藏 H₂S 的质量浓度;在储气库今后的运行中仍需探索脱硫运行方式,优化生产,尽快实现设计工作气量指标。

(3) A 储气库的底水具有一定的复杂性,对储气库生产造成了不利影响,应在储气库调峰生产的基础

上,强化对底水活动能力及影响的认识,优化注采井运行方式,保证储气库高效运行。

参考文献:

- [1] 张明文,肖仁维,刘奇林,等.五宝场构造沙溪庙组气藏动态特征分析与开采思路[J].天然气工业,2007,27(5):18-20.
ZHANG M W, XIAO R W, LIU Q L, et al. Dynamic characteristics analysis on Wubaochang structure of Shaximiao Formation gas reservoirs and some ideas about its exploitation and production[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(5): 18-20.
- [2] 王起京,张余,刘旭.大张坨地下储气库地质动态及运行效果分析[J].天然气工业,2003,23(2):89-92.
WANG Q J, ZHANG Y, LIU X. Geological performance of Dazhangtuo underground gas storage and its operation efficiency analysis[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(2): 89-92.
- [3] 杨树合,何书梅,杨波,等.大张坨地下储气库运行实践与评价[J].天然气地球科学,2003,14(5):425-428.
YANG S H, HE S M, YANG B, et al. The operation practice and evaluation for Dazhangtuo Underground Gas Storage[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(5): 425-428.
- [4] 张幸福,谢广禄,曾杰,等.大张坨地下储气库运行模式分析[J].天然气地球科学,2003,14(4):240-244.
ZHANG X F, XIE G L, ZENG J, et al. The operation mode for Dazhangtuo Underground Gas Reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(4): 240-244.
- [5] 于士泉,姜晓伟,李伟,等.徐深气田火山岩气藏水平井开发应用效果[J].大庆石油地质与开发,2015,34(3):61-64.
YU S Q, JIANG X W, LI W, et al. Development and application effects of the horizontal wells in the volcanic gas reservoirs of Xushen gasfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 61-64.
- [6] 王皆明,胡旭健.凝析气藏型地下储气库多周期运行盘库方法[J].天然气工业,2009,29(9):100-102.
WANG J M, HU X J. The multi-cycle working inventory methods of underground gas storage based on condensate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 100-102.
- [7] 王皆明,赵凯,李春.气顶油藏型地下储气库注采动态预测方法[J].天然气工业,2016,36(7):88-92.
WANG J M, ZHAO K, LI C. A method for predicting the injection-withdrawal performance of UGSs rebuilt from gas-cap oil reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 88-92.

- [8] 孙岩,朱维耀,刘思良. 边水凝析气藏型储气库多周期工作气量计算方法[J]. 油气储运, 2018, 37(5): 509-514.
SUN Y, ZHU W Y, LIU S L. A calculation method for the multi-cycle working gas volume of underground gas storage rebuilt from condensate gas reservoir with edge water[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2018, 37(5): 509-514.
- [9] 徐俊杰,刘翀,陶志刚,等. 一种复核凝析气藏型储气库容量的方法[J]. 油气井测试, 2017, 26(1): 39-40.
XU J J, LIU C, TAO Z G, et al. A method for recalculating storage capacity of underground gas storage converted by condensate gas reservoir[J]. Well Testing, 2017, 26(1): 39-40.
- [10] 陈恒,杜建芬,郭平,等. 裂缝型凝析气藏的动态储量和水量计算研究[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(1): 117-120.
CHEN H, DU J F, GUO P, et al. Study on calculation of dynamic reserves and water influx in fractured condensate gas reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(1): 117-120.
- [11] 吕建,李治,付江龙,等. 酸性气藏地下储气库采出气组分变化规律研究——以鄂尔多斯盆地陕 224 储气库为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 96-101.
LYU J, LI Z, FU J L, et al. Compositional variation laws of produced gas from underground gas storage tanks rebuilt from sour gas reservoirs: A case study of Shaan 224 UGS in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 96-101.
- [12] 徐俊杰,王起京,梁康. 碳酸盐岩底水气藏型储气库气井水淹机制分析——以 X 储气库为例[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(4): 76-79.
XU J J, WANG Q J, LIANG K. Waterout mechanism of gas wells in underground gas storage rebuilt from carbonate-rock gas reservoirs with bottom water: A case study on X underground gas storage[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4): 76-79.
- [13] 孙军昌,胥洪成,王皆明,等. 气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 139-144.
SUN J C, XU H C, WANG J M, et al. Injection-production mechanisms and key evaluation technologies for underground gas storages rebuilt from gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 139-144.
- [14] 冯异勇,贺胜宁. 裂缝性底水气藏气井水侵动态研究[J]. 天然气工业, 1998, 18(3): 40-44.
FENG Y Y, HE S N. A research on water invasion performance of the gas wells in fractured bottom water reservoir[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(3): 40-44.
- [15] 李涛. 普光气田开发过程水侵特征分析[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 65-71.
LI T. Characteristics of water influx in the development of the Puguang Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 65-71.
- [16] 史文选,邓勇. 裂缝性底水气藏气井水侵模式及见水时间预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2011, 30(2): 100-104.
SHI W X, DENG Y. Water invasion patterns and prediction of water breakthrough time for gas wells in fractured gas reservoirs with bottom water[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2011, 30(2): 100-104.
- [17] 邓勇,李鹤,李进. 裂缝型底水气藏水侵动态研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 93-95.
DENG Y, LI S, LI J. Water invasion performance of fractured gas reservoir with bottom-aquifer[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 93-95.
- [18] 梁兵,朱英杰,刘德华,等. 川东地区大斜度、水平井排水采气措施探讨[J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(4): 48-51.
LIANG B, ZHU Y J, LIU D H, et al. Measures of drainage gas recovery for high-angle horizontal wells, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2015, 38(4): 48-51.
- [19] 何晓东. 有水气藏特性及开采对策浅议[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 24(3): 27-30.
HE X D. Characteristics and production policy of gas reservoirs with water[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 24(3): 27-30.
- [20] 彭杨,叶长青,孙风景,等. 高含硫气井罐装电潜泵系统排水采气工艺[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 67-73.
PENG Y, YE C Q, SUN F J, et al. Drainage gas recovery technology based on canned ESP system of high-sulfur gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 67-73.

(收稿日期:2017-09-11; 修回日期:2019-03-22; 编辑:张雪琴)

基金项目: 中国石油集团公司储气库重大专项课题“地下储气库关键技术研究与应用”, 2015E-4007。

作者简介: 徐俊杰,男,1983年生,高级工程师,2009年硕士毕业于中国石油大学(北京)油气田开发工程专业,现主要从事地下储气库气藏动态跟踪分析研究。地址:北京市朝阳区大屯路9号,100101。电话:010-84884380。Email: bhgcjxu@petrochina.com.cn