

塔河油田缝洞型凝析气藏注水保压技术研究

郝洋, 何寅, 李宗睿

(中国石化西北油田分公司采油一厂, 新疆轮台 841600)

摘要:塔河油田 D 区奥陶系凝析气藏是其主力气藏。其 D2 井区近年来产量递减迅速, 如何提高该类气藏的采收率是区块持续高效开发亟待解决的难题。根据气藏储集体特征及开采特性, 分析了注水保压机理、选井依据、先期注水与后期注水的适用范围及最佳时机, 利用物质平衡法分析注水量与压力恢复、储量动用的关系以确定合理注水量, 提出了较完整的注水保压技术, 通过现场实践表明注水保压可有效提高碳酸盐岩缝洞型凝析气藏天然气采收率。

关键词:碳酸盐岩; 凝析气藏; 注水采气; 提高采收率

中图分类号: TE372

文献标识码: A

Water injection technique for fractured-vuggy condensate gas reservoirs in Tahe oil field

Hao Yang, He Yin, Li Zongrui

(No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: The Ordovician gas condensate reservoir in D area of Tahe is a main gas reservoir in the Tahe oil field. The gas production in D2 well area has been decreasing rapidly in recent years. How to improve the recovery rate of such gas reservoir is a difficult problem to be solved in the continuous and efficient development of block. According to reservoir and production characteristics, we analyzed water injection mechanism, provided a base of selecting water injection well, identified the best time and application scope of water injection, used a material balance method to study the relationship between water injection and pressure recovery and recoverable reserves, determined a reasonable water injection amount, and finally provided a complete technique for water injection in gas well. Field practice showed that water injection could effectively improve the fractured-vuggy carbonate condensate gas recovery.

Key words: carbonate rock; condensate gas reservoir; water injection for gas production; EOR

塔河油田是我国迄今为止发现的最大的碳酸盐岩油气田^[1], 塔河 D 区奥陶系凝析气藏位于塔河油田的东南部, 是天然气上产的主力气藏。塔河 D 区奥陶系 D2 井区属于断控岩溶型的碳酸盐岩缝洞型凝析气藏, 天然水体能量弱, 弹性开采阶段能量保持程度低至 20.3%, 单井采出程度低至 17.8%, 生产过程中压力下降快, 产量递减迅速, 如何提高该类气藏的采收率是区块持续高效开发亟待解决的难题。目前国内外对缝洞型凝析气藏提高采收率的研究还处于起步阶段^[2], 一些学者室内试验研究表明注水能大幅度提高缝洞型凝析气藏凝析油采收率^[3-5]。根据气藏储集体特征及开发矛盾, 对 D2 井区进行了注水保压并取得了阶段性成果。本文在分析注水保压机理的基础上, 提出了较完整的注水保压技术, 并通过现场实践表明注

水保压能有效提高碳酸盐岩缝洞型凝析气藏的采收率, 对同类气藏的高效开发具有重要意义。

1 地质概况

塔河油田位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘。塔河 D 区奥陶系 D2 井区位于塔河油田的东南部, 储集空间主要为多期构造运动及后期溶岩作用形成的缝、溶孔及溶洞, 储集体表现为相对孤立的单井缝洞单元, 储集体内高角度裂缝发育, 气藏平均埋深 5 870 m, 地层静压为 64.6 MPa, 露点压力 61.8 MPa, 地露压差 2.8 MPa, 地层温度 133.50 °C, 压力系数为 1.11, 等温梯度为 1.87 °C/hm, 属于碳酸盐岩缝洞型凝析气藏。该类气藏储集空间类型多样化、埋藏深、构造复杂、连通性差, 具有网络状油气藏的特征, 是当前最复杂特殊的气藏之一^[6-7]。

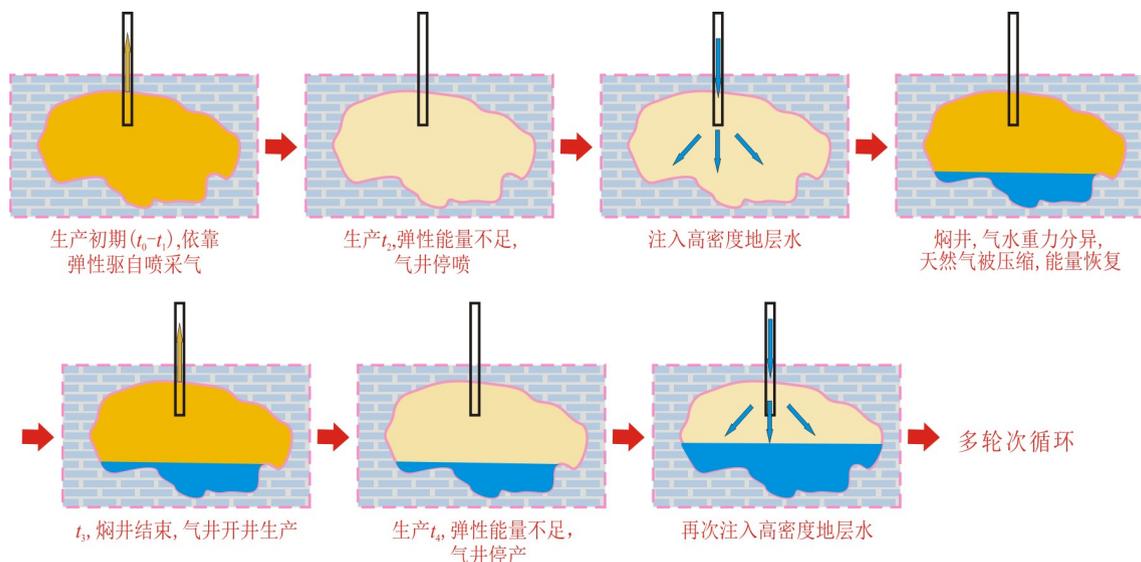


图 1 碳酸盐岩缝洞型凝析气藏注水保压机理示意

Fig.1 Mechanism model of gas production of fractured-vuggy condensate gas reservoirs by water injection

2 注水保压机理

通过向气井注入高密度地层水补充地层亏空能量的同时,储集体内的气水发生重力分异,随着气液界面逐渐抬升,天然气体积被不断压缩,最终实现气井恢复生产能力(图 1)。

3 注水保压技术

3.1 选井依据

选择天然水体能量弱,储集体为相对独立的缝洞单元,优先选择溢出口位置高的气井。D2 井区储集体表现为相对孤立的单井缝洞单元,天然水体能量弱,气井生产过程中压力下降快,产量递减迅速,因地层能量问题各井相继停喷,适合进行缝洞型凝析气藏注水保压。

3.2 注水时机的选择

3.2.1 先期注水时机

先期注水的最佳时机为裂缝渗透率受损之前。先期注水的适用范围为反凝析作用较强的气藏,其优点为储量动用最大化及反凝析作用影响的最小化。

不论是天然岩心还是人造岩心都极为明显的表现出裂缝渗透率随有效应力的增加而急剧下降^[8]。凝析气藏在衰竭开采的过程中易发生反凝析现象,凝析油的析出会堵塞运移通道而降低裂缝渗透率。从 D2 井区不同连接方式压降对比曲线(图 2)可知,气井通过裂缝和孔洞连接的方式与气井直接和孔洞连接的方式在衰竭开采阶段压降过程表现出明显的差异性,停喷时溶洞型储集体压力保持程度明显低于裂缝型,约为其 0.5 倍。由此可

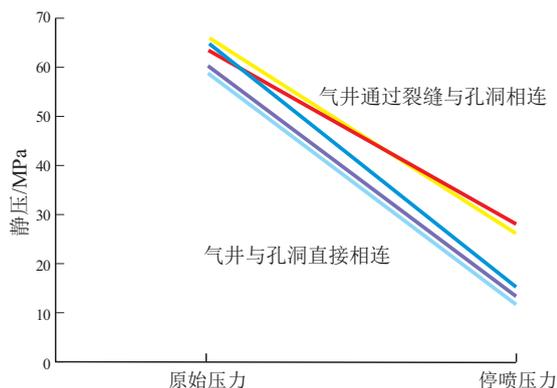


图 2 气井与溶洞(孔洞)不同连接方式压降对比曲线

Fig.2 Comparison curves of pressure drop between different connection ways of gas well and karst cave

知,随着开采的进行,地层压力下降是影响裂缝渗透率受损的主要因素,裂缝渗透率受损则直接影响储集体的连通性。因此为达到储量动用的最大化,碳酸盐岩缝洞型凝析气藏注水保压的最佳时机为裂缝渗透率受损之前。

如何在生产过程中有效地判定裂缝渗透率是否受损? 定容气藏的生产指示曲线为一直线,当气藏不定容时,生产指示曲线就会偏离直线^[9]。因此,生产指示曲线开始偏离直线所处的时间(即裂缝渗透率开始受损的时间)为最佳的注水时机,同时该类气藏开发过程中需合理安排动态监测。

3.2.2 后期注水时机

后期注水的最佳时机为气井失去自喷能力的时间点,后期注水的适用范围为反凝析作用不明显气藏,其优点为地层天然能量的充分利用及现场安全风险低。

D2 井区露点压力较高 (61.8 MPa), 但最大反凝析液量少 (2.6%), 缝洞型凝析气藏储集空间及渗流通道为大洞大缝, 毛管压力可忽略, 油气水分布重力起主导作用。分析认为 D2 井区反凝析作用对开发的影响较小, 选择后期注水即充分利用地层天然能量, 注水时机为气井停喷时。

3.3 合理注水量的确定

3.3.1 注水量与压力恢复的关系

根据气体状态方程^[10] $PV = ZnRT$ 可知, 单井注水过程中总气量不变, 即 nR 不变, 且整个开采与注水过程中, 忽略温度变化, 则可得到下述表达式:

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2} \quad (1)$$

式中: P 为地层压力, MPa; V 为气体体积, m^3 ; Z 为压力 P 时对应的气体偏差因子, 小数; n 为气体物质的量, mol; R 为气体常数, $J/(mol \cdot K)$; T 为温度, K; P_1 为注水前地层压力, MPa; P_2 为注水后地层压力, MPa; V_1 为注水前储集体体积, m^3 ; V_2 为注水后储集体体积, m^3 ; Z_1 为压力 P_1 时对应的气体偏差因子, 小数; Z_2 为压力 P_2 时对应的气体偏差因子, 小数。

注水后的 V_2 由两部分组成, 此时储集体内剩余的气体体积 V_g 和注入的水的体积 V_w , 则式(1)可表示为:

$$V_w = \frac{P_1 V_1}{Z_1} - \frac{P_2 V_2}{Z_2} - V_g \quad (2)$$

由式(2)可推导出:

$$Q_w = \frac{P_1 V_1 Z_2}{Z_1 P_2} - \frac{Q_g P_2 Z_{sc}}{Z_2} \times 10 \quad (3)$$

式中: V_g 为储集体内剩余气体体积, m^3 ; V_w 为注入水的地下体积, m^3 ; Q_w 为注水量, m^3 ; Q_g 为剩余气量, m^3 ; Z_{sc} 为标态下气体偏差因子, 小数。

式(3)即为注水量与压力恢复的关系式, 通过上述表达式可求出任意给定压力恢复程度下的注

水量。D2-3 井停喷时地层压力 13.49 MPa, 气体填充地下体积 $14.19 \times 10^4 m^3$, 若通过注水使压力恢复至 53.00 MPa, 通过计算需注水 $2.05 \times 10^4 m^3$, 实际注水过程中, 注水 $2.10 \times 10^4 m^3$ 后该井压力恢复至 53.12 MPa, 计算结果与实际吻合。

3.3.2 注水动用储量的确定

由式(3)可推导出:

$$Q_g = \frac{P_2 Z_{sc}}{Z_2} \left(\frac{P_1 V_1 Z_2}{Z_1 P_2} - Q_w \right) \times 10 \quad (4)$$

由式(4)可根据注水量与注水后压力恢复情况判断天然气储量的动用情况, 表 1 为 D2-1 井与 D2-3 井注水后储量动用情况分析表, 可知 D2-1 井第二轮注水与 D2-3 井监测点 2 时注水并未新增动用储量, 仅在前期注水所动用的空间中扩散。

除了上述直接计算的方法, 还可以通过图版法对目前注入水的扩散空间进行直观判定。若注入水在原空间内扩散, 则 $V_{注} \leq V_{原}$, 若注入水已发生外部扩散, 则 $V_{注} > V_{原}$ 。根据气体状态方程, 可得出判定注入水是否发生外部扩散的目标函数为:

$$V_{注} > V_{原} \left[1 - \left(\frac{P_{原} Z_{注}}{P_{注} Z_{原}} \right) \right] \quad (5)$$

式中: $V_{注}$ 为注入水后可动用储集体内流体的总体积, m^3 ; $V_{原}$ 为注入水前可动用储集体体积, m^3 ; $P_{原}$ 为注水前地层压力, MPa; $P_{注}$ 为注水后地层压力, MPa; $Z_{原}$ 为压力 $P_{原}$ 时对应的气体偏差因子, 小数; $Z_{注}$ 为压力 $P_{注}$ 时对应的气体偏差因子, 小数。

根据该目标函数对 D2-1 井与 D2-3 井绘制了注水保压阶段判定图版, 若注入水与注水后压力对应的点落在曲线左面表示注入水实现了外部扩散, 反之则属于内部扩散(图 3)。

如图 3 可知, 对 D2-3 井而言, 注入 $8.6 \times 10^4 m^3$ 水后压力恢复低于 40 MPa 即表明该阶段注入水实现了外部扩散, 动用了较前期更多的储量。

3.4 注水压力及注水速度

综合考虑井口管线承压级别与 D2 井区奥陶系地层最小破裂压力, 合理注水压力应控制在 20 MPa

表 1 D2 井区 D2-1 井与 D2-3 井注水后储量动用情况

Table 1 Reserve production after water-injection in wells D2-1 and D2-3 in D2 gas field

井名	气井与储集体连接方式	停喷压力/MPa	注水轮次	注水量/ $10^4 m^3$	注水后 压力/MPa	动用 储量/ $10^4 m^3$
D2-1	气井-裂缝-孔洞	31.15	1	0.61	53.03	2 478.33
			2	0.69	56.55	2 033.84
D2-3	气井-孔洞	13.49	监测点 1	2.8	33.64	1 282.68
			监测点 2	2.1	53.12	1 282.68

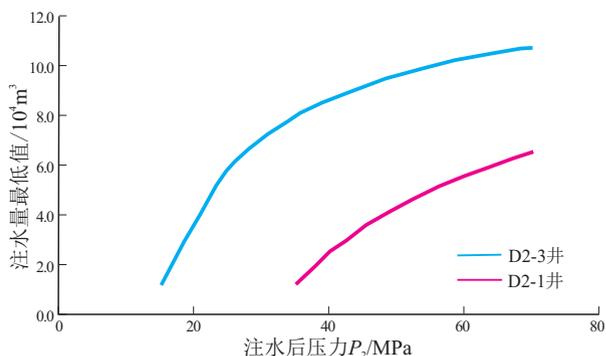


图3 D2-1井与D2-3井的注水保压阶段判定图版

Fig.3 Determination chart of water-injection stage of wells D2-1 and D2-3

以内。而注水速度则应该在满足合理注水压力与现场供水条件下尽量选择大排量注入以提高生产时效。

3.5 焖井时间及开井工作制度的确定

3.5.1 焖井时间的确定

D2井区碳酸盐岩缝洞型储集体表现为相对独立的储集空间,储集体特征各不相同,气水置换速度亦各不相同,焖井时间不可一概而论,故焖井时间应以注水后地层压力趋于平稳为最佳。

3.5.2 开井工作制度的确定

鉴于注水后储集体中同时存在气与水,为了避免井筒积液引起停喷,产能得不到充分释放,采用西南石油大学李闯等人的椭球型模型计算气井携液临界流量,结合气体嘴流的等熵原理预测嘴流动态即产量与节流压降的关系,通过对比选择合理的工作制度即满足气井产气速度高于气井携液临界速度的工作制度开井生产^[11]。实践表明采用上述方法确定合理开井工作制度,生产过程中可有效避免井底积液,确保气井平稳生产。

4 现场实践效果分析

塔河油田碳酸盐岩缝洞型凝析气藏 D2 井区于 2015 年 8 月率先在 D2-1 井进行了注水保压先导性试验,该井衰竭开采阶段累产气 $1\ 602 \times 10^4 \text{ m}^3$,天然气采出程度为 17.8%,停喷时地层压力 31.15 MPa,注水二轮次,共注入 $1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,地层压力恢复至 56.55 MPa,累增气 $769 \times 10^4 \text{ m}^3$,提高单井天然气采收率 8.6%,注水提高天然气采收率效果明显。至此 D2 井区进入全面注水开发阶段,截止目前该井区共注水 6 井次,其中单井注水保压 3 井次,井组注水保压 3 井次,注水后压力都得到不同程度的恢复,最高恢复至 100%,累增气 $1\ 267.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,新增动用储量 $9\ 403 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

5 结论

(1) 注水保压要选择天然水体能量弱,储集体为相对独立的缝洞单元,优先选择溢出口位置高的气井。

(2) 先期注水的最佳时机为裂缝渗透率受损之前,其适用范围为反凝析作用较强的气藏,以便储量动用最大化及反凝析作用影响的最小化。

(3) 后期注水的最佳时机为气井失去自喷能力的时间点,其适用范围为反凝析作用不明显气藏,从而充分利用地层天然能量及降低现场安全风险。

(4) 合理注水压力应控制在 20 MPa 以内,注水速度则应满足合理注水压力与现场供水条件下尽量选择大排量注入以提高生产时效。

(5) 焖井时间以注水后地层压力趋于平稳为最佳。

(6) 采用椭球型模型计算气井携液临界流量结合气体嘴流的等熵原理预测嘴流动态的方法确定的开井工作制度可有效避免井底积液,确保气井平稳生产。

参考文献:

- [1] 荣元帅,黄咏梅,刘学利,等.塔河油田缝洞型油藏单井注水替油技术研究[J].石油钻探技术,2008,36(4):57-60.
- [2] 郭平,王娟,刘伟,等.缝洞型凝析气藏衰竭开采动态实验研究[J].石油钻采工艺,2013,35(2):67-70.
- [3] 康博,张烈辉,王健,等.塔中1号缝洞型凝析气藏注水提高凝析油采收率研究[J].新疆石油地质,2015,36(5):575-578.
- [4] 彭松,郭平.缝洞型碳酸盐岩凝析气藏注水开发物理模拟研究[J].石油实验地质,2014,36(5):645-649.
- [5] Asar H K, Satman A, Saner S. Laboratory miscible displacement study in Arabian carbonate cores[C]. SPE 15750, presented at the Fifth SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 1987: 505-520.
- [6] 迈杰鲍尔 B H. 裂缝型油田开发特征[M].北京:石油工业出版社,1986.
- [7] Watfa M, Youssef F Z. An improved technique for estimating permeability in carbonates [C].SPE 15732, presented at the Fifth SPE Middle East Oil Show, Bahrain,1987: 351-360.
- [8] 陈玉祥. 裂缝型碳酸盐岩深层油藏油井压力系统理论分析及应用[D].北京:中国矿业大学,2002:40-45.
- [9] 李传亮.油藏工程原理(第二版)[M].北京:石油工业出版社,2011:117-123.
- [10] 杨胜来,魏俊之.油层物理学[M].北京:石油工业出版社,2008:21-22.
- [11] 李士伦.天然气工程(第二版)[M].北京:石油工业出版社,2006:109-245.

(编辑 叶德燎)