

塔河油田缝洞型凝析气藏注水采气先导性试验

李宗睿, 郝 洋

(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 X 区奥陶系 X25 井区为碳酸盐岩缝洞型凝析气藏, 此类气藏地质特征表现为基质不储集油气, 储集体主要为裂缝、孔洞、溶洞。该井区主要是相对封闭的单井缝洞单元, 天然水体能量不足, 生产动态表现出明显的定容特征, 地层能量下降导致气井停喷后由于液面太深无法通过机采手段继续生产。面对此类气藏开发后期无常规手段继续生产的开发困境, 技术人员打破思维枷锁, 创新提出了在此类气藏进行注水采气的先导性试验, 通过向定容体气井注水补充亏空能量, 压缩气体体积, 使其恢复自喷能力继续生产。此项试验成功探索出了一条提高缝洞型碳酸盐岩凝析气藏天然气采收率的新途径。

关键词:缝洞型碳酸盐岩; 凝析气藏; 定容; 注水采气; 塔河油田

中图分类号: TE344

文献标识码: A

Pilot test for gas production of fractured-vuggy condensate gas reservoir by water injection in Tahe oil field

Li Zongrui, Hao Yang

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

Abstract: The X25 well block in the Tahe oil field is a condensate gas reservoir with fractured-vuggy carbonates in Ordovician. Its substrate does not reserve oil and gas, and the main reservoirs are cracks, holes and caves. This area is mainly single well units, lacking of natural water energy. Production performance shows significant volume characteristics. With the decline of formation energy, gas wells stop producing by pumping due to deep liquid level. Facing such dilemma, we innovated a pilot test with water injection. Water was injected into gas well to supply energy and compress gas volume, hence made production continued. The success of this experiment explored a new EOR way in such gas reservoirs.

Key words: fractured-vuggy carbonate rock; condensate gas reservoir; constant volume; water injection for gas production; Tahe oil field

塔河 X 区奥陶系 X25 井区为碳酸盐岩缝洞型凝析气藏, 由于该井区储集体主要为相对孤立的单井缝洞单元^[1-2], 天然水体能量不足, 缺少其他能量补充, 投入开发后地层能量不断下降, 产量递减迅速。该类气藏生产过程中伴随着凝析油及凝析水的析出, 当气井压力下降到一定程度时, 气井的产气速度低于气井携液临界流速后井筒开始积液, 致使气井迅速停喷。此时该井区气井的平均单井天然气采出程度仅 50%。如何提高此类凝析气藏天然气采收率是气藏开发领域的难点。针对缝洞型碳酸盐岩气藏的储集体特点与致使凝析气藏停喷的主因, 本文分析了缝洞型凝析气藏注水采气的机理, 现场试验验证了注水采气可以有效提高缝洞型凝析气藏的天然气采收率, 对于以后高效开发同类型气藏具有重要的指导意义。

1 气藏地质特征

塔河油田位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘, 是我国迄今为止发现的最大的碳酸盐岩油气田, 该油田的储集体为大型古隆起上经历多期构造岩溶作用形成的裂缝、孔洞、溶洞。X 区奥陶系 X25 井区位于塔河油田的东南部, 该井区的储集体主要是相对孤立的单井缝洞单元, 天然水体能量不足, 纵向上顶部储层以凝析气为主, 中深层发育挥发性底油, 储集体内高角度裂缝发育, 储集体上下具有连通性, 气藏平均埋深 5 870 m 处地层静压为 64.63 MPa, 地层温度 133.50 ℃, 气油比为 6 654 m³/m³。该井区气藏类型为低含凝析油的碳酸盐岩缝洞型凝析气藏。此类气藏国内少有, 其开发缺少成功经验借鉴。

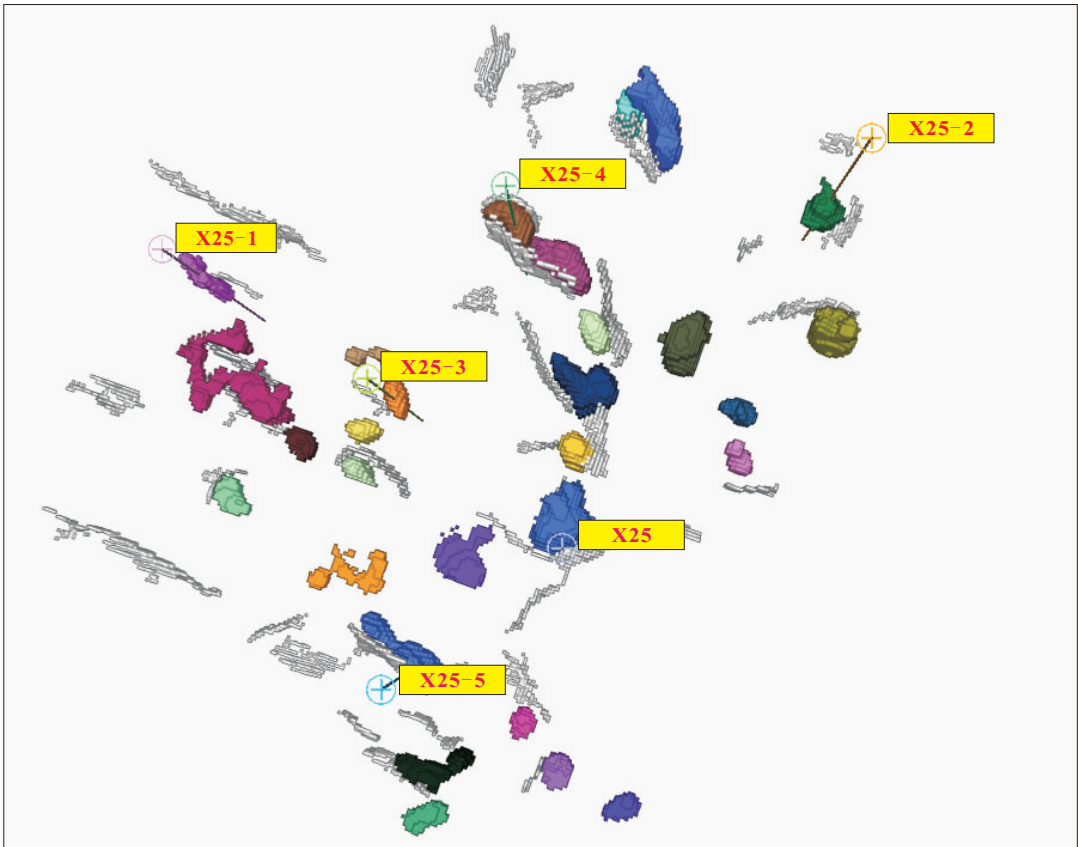


图 1 塔河油田 X25 井区凝析气藏缝洞型储层蚂蚁体刻画

Fig.1 Depict figure of fractured-vuggy condensate gas reservoir in X25 well block, Tahe oil field

2 注水采气机理及可行性

图 1 为 X25 井区奥陶系凝析气藏缝洞蚂蚁体刻画图,反映了 X25 井区凝析气藏的储集体为相对孤立的单井缝洞单元。由于天然水体能量不足,缺乏其他能量补充,生产动态表现出明显的定容特征,该井区投入开发后地层能量下降迅速。凝析气藏的典型特点是生产中始终伴随着凝析油与凝析水的析出。而气井携液临界流量的调研结果显示,气井压力越低,气井携液临界流速越大。气井压力下降到一定程度后,由于此时气井产气速度较低,而低压气井临界流速较大,当产气速度低于临界速度时,气井开始积液,最终导致停喷^[3]。

对于国内常规的砂岩凝析气藏而言,当水相侵入储层后,将在井筒周围的孔道中形成液相堵塞,其液—气界面上存在毛细管力,而润湿性的差异使得毛细管力成为了气驱水的阻力,形成水锁损害,将大大降低气相渗透率^[4]。因此,注水采气在砂岩气藏提高天然气采收率的应用较少。但对于碳酸盐岩缝洞型气藏而言,其储集空间与流动通道主要是尺度较大的缝洞,渗透率较高,水锁损害很小,注水采气已经成为了一种可能。

图 2 为缝洞型碳酸盐岩凝析气藏注水采气机理模型图。在单井缝洞单元中,通过向定容体气井注入高密度地层水补充地层亏空能量,储集体内的气水受重力作用开始分异,随着气液界面逐渐抬升,定容体内的天然气体积被不断压缩,最终实现气井恢复自喷能力的目的。至此,碳酸盐岩缝洞型气藏注水采气已经具备了可行性。

3 注水采气技术

3.1 选井原则

优先选择失去自喷能力后无法通过机采手段继续生产的定容体气井进行注水采气。X25 井区奥陶系凝析气藏定容体气井显著的生产特征,表现为自喷期气井油压与产能下降较快,停喷原因主要是压力较低时气井产气速度小于气井携液临界流速,从而形成积液,最终导致停喷。此类气井,由于并非是底水突破造成井筒压力梯度增大而导致停喷,因此采取机采生产难以够着液面,无法实现排水采气。

3.2 注水时机

选择气井失去自喷能力的时间点为注水采气的最佳时机。图 3 为 X25 井的 PVT 相图,当地层压力下降至 61.8 MPa 时,地层开始出现反凝析现

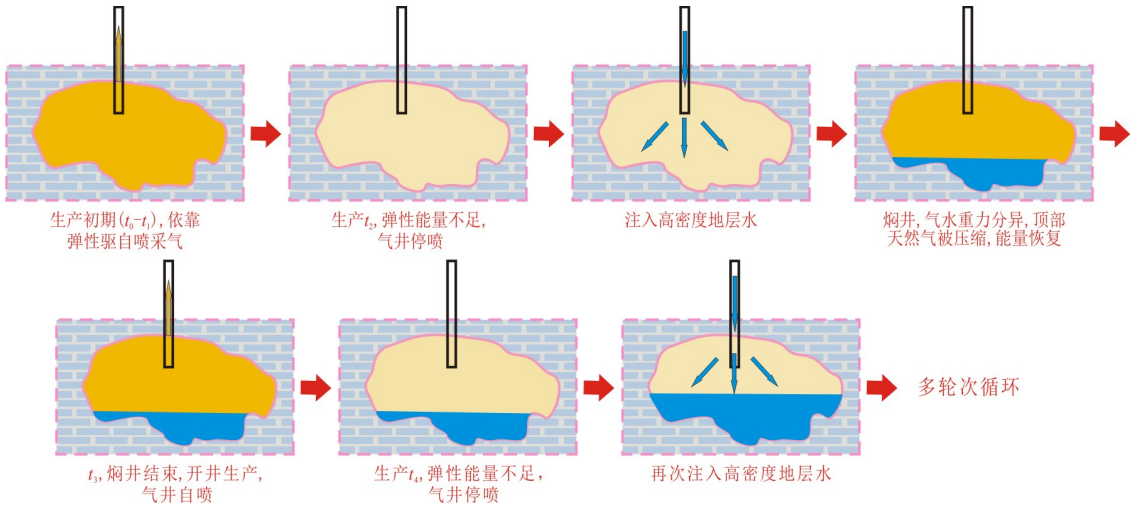


图 2 缝洞型碳酸盐岩凝析气藏注水采气机理模型

Fig.2 Mechanism model of gas production of fractured-vuggy condensate gas reservoir by water flooding

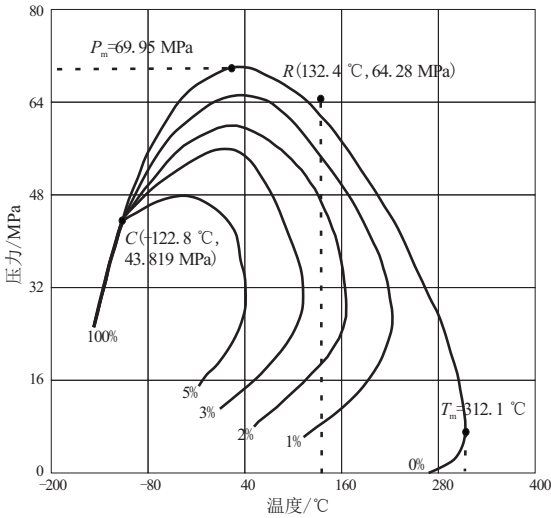


图 3 塔河油田 X25 井的 PVT 相图

Fig.3 PVT phase diagram of X25 well block, Tahe oil field

象,此时液相比比例随压力降低而逐渐升高。当压力降至 48 MPa 时,液相比比例已达到 2%;在压力降至 32 MPa 时,液相比比例达到最大值即 2.6%;而当压力继续下降,此时的液相比比例随压力降低而逐渐降低;当压力降至该区块停喷时的平均静压 18 MPa 时,液相比比例已低于 2%。通过 PVT 相图可以发现,该气藏在衰竭式开采的过程中反凝析现象并不严重,因反凝析损失掉的气量很低。而且,由于该井区储集空间及流动通道主要是大缝大洞,毛管压力可以忽略,反凝析液主要受重力控制聚集在单井缝洞系统底部,衰竭式开采不用担心压力降低后反凝析液析出堵塞天然气运移的通道。而在西南石油大学模拟碳酸盐岩凝析气藏注水开发的室内实验中,低压注水即地层压力下降至 15 MPa 时开始注水的天然气最终采收率,明显高于高压注水即地层压力下降

至 45 MPa 时开始注水的天然气最终采收率^[5]。此外,在塔河油田已经成熟的碳酸盐岩油藏注水替油的现场经验反映,高压条件下进行注水,易出现油井注水后水淹而无法恢复产能的情况^[6],气井相比油井更易出现水封气现象^[7]。综上,注水采气的最佳时机为气井失去自喷能力时。

3.3 周期注水量

注水采气的机理是通过向定容体气井注入高密度地层水,弥补气井开采过程中随油气产出而造成的储集体流体体积亏空,恢复地层压力,使气井恢复自喷能力,继续生产。因此,周期注水量应当通过物质平衡原理来确定,即计算体积时将所有流体的地面体积转化为原始地层条件下的地下体积。考虑到油田实际生产时对开井时效的要求,及规避注水后气井水淹不能恢复产能的风险,周期注水量定为地层亏空体积的五分之一。

3.4 注水压力及注水速度

综合考虑井口管线承压级别与该井区奥陶系地层最小破裂压力,合理注水压力应该控制在 20 MPa 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,尽量选择最大排量注入,以提高生产时效。

3.5 焖井时间及开井工作制度

注水后地下储集空间内的气水重力分异需要一定时间。借鉴塔河油田碳酸盐岩油藏成熟的注水替油焖井时间经验,根据气藏储集体类型,将注水采气焖井时间分为 3 类:溶洞型储集体气水置换较快,焖井时间 2~3 天;裂缝—溶洞型储集体气水置换一般,焖井时间 5~7 天;裂缝—孔洞型储集体气水置换较慢,焖井时间 10~15 天。

考虑到 X25 井区气井停喷原因主要是气井积液造成的,因此焖井后的开井工作制度必须满足气井产气速度高于气井携液临界流速。在这里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,再根据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^[3]。

4 现场应用效果

根据注水采气选井原则,优选了 X25-1 井进行注水提高天然气采收率试验。该井 2013 年 4 月投入试采,2015 年 4 月停喷,累产气 $1\,596\times 10^4\text{ m}^3$,单井天然气采出程度为 48.3%。2015 年 8 月进行第一轮注水采气,周期注水量 $6\,000\text{ m}^3$ 。2015 年 9 月开井,截至 2015 年 12 月,累计增气 $200\times 10^4\text{ m}^3$,天然气采出程度提升至 54.4%,提高天然气采收率效果明显。截至 2015 年底,X25 井区共开展注水采气 2 井次,累计增气 $396\times 10^4\text{ m}^3$,目前注水采气的增气量仍保持在 $5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的水平生产。该井区 2 井次注水采气试验累计投入 3.7 万元,运行成本低,增气效果好,经济效益高,2016 年注水采气将在 X25 井区及地质特征与生产特征相类似的碳酸盐岩气井全面推广实施。

5 结论

(1)低压气井积液是凝析气藏气井停喷的主要原因,缝洞型碳酸盐岩的储集空间及流动通道渗透率高,注水采气造成的水锁损害小。注水采气的

机理主要是通过注水补充亏空能量,压缩定容体内天然气体积,使其恢复自喷能力。

(2)注水采气应选择失去自喷能力后无法通过机采手段继续生产的定容体气井,注水时机定在气井失去自喷能力时,周期注水量为地层亏空体积的五分之一,注水速度在满足合理注水压力与现场供水条件下以最大排量注入。注水后焖井时间根据储集体类型分为 3 类:溶洞型焖井时间 2~3 天,裂缝—溶洞型 5~7 天,裂缝—孔洞型 10~15 天。开井工作制度必须满足气井产气速度高于气井携液临界流速。

(3)现场试验结果表明,缝洞型凝析气藏通过注水采气提高天然气采收率效果显著,具有在同类型气藏推广应用的价值。

参考文献:

[1] 李海军,张炜.塔河油田单井注水吞吐实践与认识[M].中国石化出版社,2005:15-70.

[2] 罗娟,陈小凡,涂兴万,等.塔河缝洞型油藏单井注水替油机理研究[J].石油地质与工程,2007,21(2):52-54.

[3] 李士伦.天然气工程[M].第二版.北京:石油工业出版社,2006:109-245.

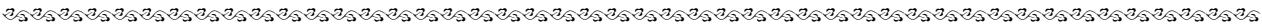
[4] 姬彦庆,黄平珍,邓刚,等.气藏水锁损害机理研究[J].内蒙古石油化工,2002,9(27):253-254.

[5] 邓又文.塔中 I 号凝析气藏提高凝析油采收率机理研究[D].四川:西南石油大学,2013:1-95.

[6] 荣元帅.塔河油田缝洞型油藏注水替油技术研究[J].石油钻探技术,2008,36(4):57-60.

[7] 李保振,李相方,姚约东,等.注水开发小型断块凝析气藏的方法及适应性[J].天然气工业,2009,29(1):92-94.

(编辑 韩 彧)



(上接第 43 页)

[4] 鲁新便.塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地质研究中的若干问题[J].石油实验地质,2003,25(5):508-215.

[5] 宋美虹.塔河油田 4 区奥陶系碳酸盐岩潜山油藏储层预测[J].油气地质与采收率,2005,12(4):23-25.

[6] 闫相宾,李铁军,张涛,等.塔中与塔河地区奥陶系岩溶储层形成条件的差异[J].石油与天然气地质,2005,26(2):201-207.

[7] 修乃岭,熊伟,高树生,等.缝洞型碳酸盐岩油藏水动力学模拟研究[J].特种油气藏,2007,14(5):49-51.

[8] 刘向君,梁利喜,成竹,等.裂缝闭合临界流体压力对油气田开发的影响[J].天然气工业,2005,25(10):89-90.

[9] 李传亮.油藏生产指示曲线[J].新疆石油地质,2001,22(4):333-334.

(编辑 徐文明)