

# 大涝坝凝析气藏循环注气问题预见及预防

吕萍,黄璜,柳春云,姚田万,肖红

(中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 雅克拉采气厂,新疆 库车 842017)

**摘要:**大涝坝是一个整装砂岩凝析气藏,衰竭式开发过程中,地层压力下降快,边水侵入气井见水,同时地层反凝析严重,气油比升高,气藏采出程度低,严重影响了气藏开发效果。为改善开发效果和提高采收率,将对该气藏实施注气保压开发。通过调研国内外凝析气藏注气开发中遇到的气窜、波及效率、吸气能力等问题实例,结合大涝坝开发特点,总结了大涝坝循环注气可能面临的问题,并提出了改善注气效果的几点建议。

**关键词:**水侵;反凝析;气窜;循环注气;凝析气藏;大涝坝;塔里木盆地

**中图分类号:**TE37

**文献标识码:**A

## Prediction and precaution of cyclic gas injection problem in Dalaoba Gas Condensate Reservoir

Lü Ping, Huang Huang, Liu Chunyun, Yao Tianwan, Xiao Hong

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

**Abstract:** The Dalaoba Gas Condensate Reservoir is a fully-equipped sandstone one. In the procedure of depleted exploitation, formation pressure drops quickly and edge water intrudes into gas well. Strata retrogrades condensation seriously and the gas/oil ratio increases. The recovery rate of gas reservoir decreases. Gas is injected to maintain pressure so as to improve development efficiency and recovery rate. By surveying and studying the examples of gas breakthrough, conformance efficiency, ability of air intake and many other problems encountered in condensate gas reservoir exploitation home and abroad, combining with the characteristics of the Dalaoba Gas Condensate Reservoir, the problem may be faced in cyclic gas injection is summarized, and several proposals are raised to improve the efficiency of gas injection.

**Key words:** water intrusion; retrograde condensation; gas breakthrough; cyclic gas injection; gas condensate reservoir; Dalaoba; Tarim Basin

### 1 凝析气藏循环注气开采机理

循环注气开发是用注气弥补因采气造成的地下体积亏空,保持地层压力,使烃类几乎保持单相气态渗流,使采气井稳定生产。利用注入气驱替高含凝析油的凝析气得以采出。主要作用:(1)保持或升高地层压力,阻止反凝析;(2)干气蒸发、驱替凝析油气,多采油;(3)延缓和阻挡边底入侵气区;(4)提高气井产能,解决井筒积液问题。最终实现提高凝析油气采收率的目的。国内在20世纪90年代开始有大张坨、柯克亚、牙哈等凝析气藏注气成功案例<sup>[1]</sup>。

### 2 大涝坝气田概况

大涝坝凝析气田位于塔里木盆地库车坳陷与

沙雅隆起雅克拉断凸的交界处,受亚南断裂控制,包括大涝坝1号和2号2个背斜构造。即将实施注气的为2号构造苏维依组上、下气藏,是具边水、背斜层状砂岩、中孔中渗、常温常压、高凝析油含量不带油环凝析气藏。平均孔隙度16.1%,渗透率 $73.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属中孔中渗储集层,非均质性严重。上、下气藏原始地层压力分别为55.55 MPa和56.17 MPa,露点压力46.1 MPa和49.9 MPa,凝析油含量分别为 $406 \text{ g/m}^3$ 和 $574 \text{ g/m}^3$ ,属特高凝析油含量。

大涝坝2号构造于2005年投入开发,目前有生产井9口,日产油157 t,日产气 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,气油比 $1715 \text{ m}^3/\text{t}$ ,综合含水7.9%,采油速度1.52%,采气速度2.4%,油采出程度16.48%,气采出程度20.99%。

开发中表现出地层压力下降快、反凝析严重,目前上气层地层压力 38.11 MPa,较原始压力下降 17.39 MPa;下气层 37.46 MPa,较原始压力下降 15.84 MPa。目前地层中的反凝析液量在 30% 以上,气井产能较开发初期下降 30% ~ 50%,预测采收率低,因此开展循环注气开发调整。

目前大涝坝储集层中已不是单相的凝析气,而是凝析油、气两相存在,凝析油堆积严重<sup>[2]</sup>。因此必须重视循环注气过程凝析油的蒸发作用<sup>[2]</sup>。要增强注入气与凝析油接触再蒸发效应,包括 5 个方面:(1)注气时机:早期注气,地层流体以单相气态或者少量凝析油析出,能够与注入干气充分接触;晚期凝析油以油堆形式堆积,与注入干气接触不充分,反蒸发效果不显著<sup>[1]</sup>。(2)储集层压力:储集层压力越高,越易达到混相<sup>[1]</sup>。(3)注气量:大涝坝实验表明,通过增加注气量,使得有充足的干气与储集层流体接触,其反蒸发效果将变得较为显著。(4)注入介质:注入干气与储集层流体物性越相近,越易形成混相,反蒸发的效果将越显著<sup>[1]</sup>。(5)储集层条件:高孔高渗均质储集层干气易蒸发凝析油,反蒸发显著,而低孔低渗储集层中小孔隙与孔喉中油气接触较少,反蒸发不明显<sup>[1]</sup>。

## 3 大涝坝循环注气设计

### 3.1 注气介质

注入气源来自大站外输口或外输干气,其相对密度 0.659,组分摩尔百分含量如下:CH<sub>4</sub> 为 80.25%,C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> 为 14.19%,氧气为 0.38%,氮气为 4.53%,二氧化碳为 0.64%,空气为 1.79%。

### 3.2 注采井网

苏维依组上气层采用边部井注气,高部井开采(图 1a),即 DLK9、DLK12 井为注气井,DLK6、DLK11、S45 井为采气井。苏维依组下气层高部位井注气,边部位井采(图 1b),即 DLK3 井为注气井,DLK1X、DLK2、DLK4、DLK10X、S45 井为采气井。

### 3.3 注采参数

循环注气初期不同的注采比对最终凝析油开发效果的影响不大,但较高的注采比能迅速提高气藏地层压力,有利于降低注气初期因地层压力过低导致的反凝析污染对生产的影响<sup>[2]</sup>。方案设计待压力恢复到 45 MPa 后,保持注采比为 1:1 进行生产,循环注气 20 年后转衰竭生产。通过对单井注入能力、注采比等参数的论证,确定大涝坝配注方案如下:3 口注气井日注气 26.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,7 口采气井日采气 23×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,上气层注采比 1.25,下气层 1.1。

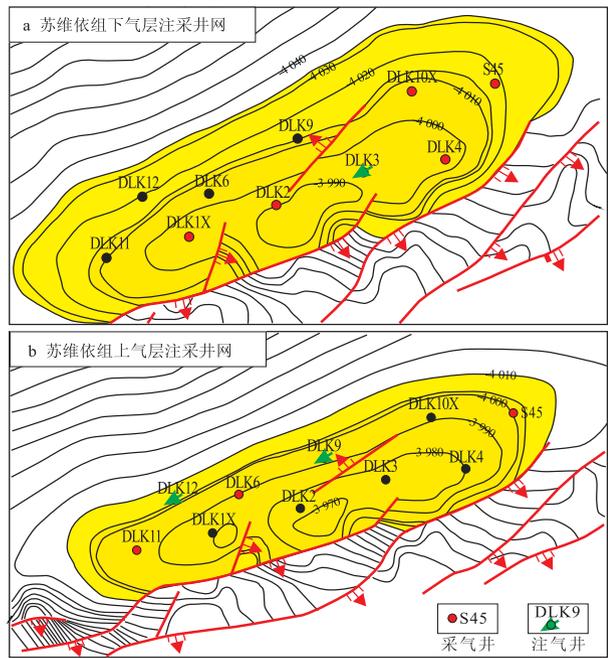


图1 大涝坝气藏苏维依组气层注采井网

Fig.1 Flooding network of gas horizon of Suweiyi Formation, Dalaoba Gas Condensate Reservoir

### 3.4 注气效果预测

大涝坝气田目前天然气采出程度 16.48%,凝析油采出程度 20.99%。衰竭式开发凝析油最终采收率只能达到 27.29%,循环注气开发凝析油的最终采收率可达到 61.83%,预测注气开发效果明显。

## 4 大涝坝注气问题预见及预防

通过对牙哈 23 凝析气田<sup>[3]</sup>、柯克亚凝析气田<sup>[4]</sup>、吐哈葡北油田<sup>[5]</sup>注气开采对保持地层压力、解决近井地带的反凝析污染,提高或恢复单井产能,提高气藏采收率效果明显。注气开发中存在的主要问题是气窜、波及效率低、蒸发抽提能力差以及注气、吸气能力变差等问题。结合大涝坝凝析气田实际开发情况,认为后期注气开发过程中需要对以上问题提前拟定针对性对策。

### 4.1 气窜判别及防治对策

气藏储集层若存在高渗条带,注入气易沿着高渗透条带快速突进,导致注气受效井的气油比出现快速上升,即出现“气窜”现象。气窜影响注入气的驱替以及反蒸发的作用<sup>[6]</sup>。现场识别气窜方法主要有 2 种:一是动态分析方法,即通过对注入、生产动态参数的分析,来观测和推断气体的运移情况,如气油比、气油比变化率、C<sub>5+</sub>含量减少的幅度等<sup>[6]</sup>;二是示踪剂分析方法(SF<sub>6</sub>, Cl<sub>2</sub>(F<sub>12</sub>)F<sub>13</sub>B<sub>1</sub>)<sup>[6]</sup>,用于油气藏气体突破方向的监测,提供丰富的注采信息,监测

方法可靠性高,可对渗流途径、气藏连通性和流动优势通道方向特征的了解,可得到地层流体分布的量化资料,对宏观驱油效率有更准确的评价。

针对气窜问题提出以下几点对策:

### 4.1.1 优化注采井网

通过调整注采井距来调整注气波及面积,达到提高注气驱替效率的目的。井距小,注入气从注入井到达采气井的途径短,更易发生气窜,牙哈气田通过数值模拟认为大井距注采方案可减缓气油比的上升趋势,累产油效果明显。牙哈气田平均井距为 1 223 m,示踪剂突破时间 149 ~ 256 d,平均推进速度 5.43 m/d。大涝坝平均井距为 880 m,更易气窜。若发生严重气窜,可考虑关闭部分气窜井来实现大井距注气开发。

### 4.1.2 优化层内注采对应关系

指注采井射孔时利用同层单砂体间沉积韵律差异,进行非对应射孔,使注气前缘均匀推进,增加波及系数,延缓气窜过早发生,这在牙哈已取得实效<sup>[3]</sup>。大涝坝在进行注采井网层系归位时,对需进行补孔改层作业的井进行了注采层系的错位设计(图 2)。

### 4.1.3 优化注采参数

平面上的注入气不均匀推进的主要原因就是注气沿高渗透层突破。这首先应该考虑优化注采气量,控制气窜,如降低注气井、采气井产量,控制注采速度。另外可以考虑平面上部署调整井来改变渗流场,以扩大注入气平面上的驱替面积。实例表明<sup>[7]</sup>:牙哈发生气窜后实施注采结构优化调整,低渗层贡献增大,气油比降低,增油 20 t/d。

### 4.2 见水井注气问题

目前大涝坝 2 号气藏的水侵较为明显,注气井 DLK12 并于 2011 年高含水停喷。见水以后会形成水锁阻塞效应,进行转注气会存在一定的启动压力,会增加压缩机的注入压力。如吐哈葡北把压缩机压力 35 MPa 提高到了 42 MPa 才实现气水交替注入开发<sup>[8]</sup>。另外气井边部侵入的地层水,会在一定的程度上形成“水封气”现象,造成生产井产能降低。

因此见水井后期注气困难时,可考虑以下 2 种解决办法来处理:(1)在压缩机所容许的最大注入压力范围、井口地面管线和井下管柱承压合理等因素均满足的条件下,实施较高压力下的脉冲式注入,

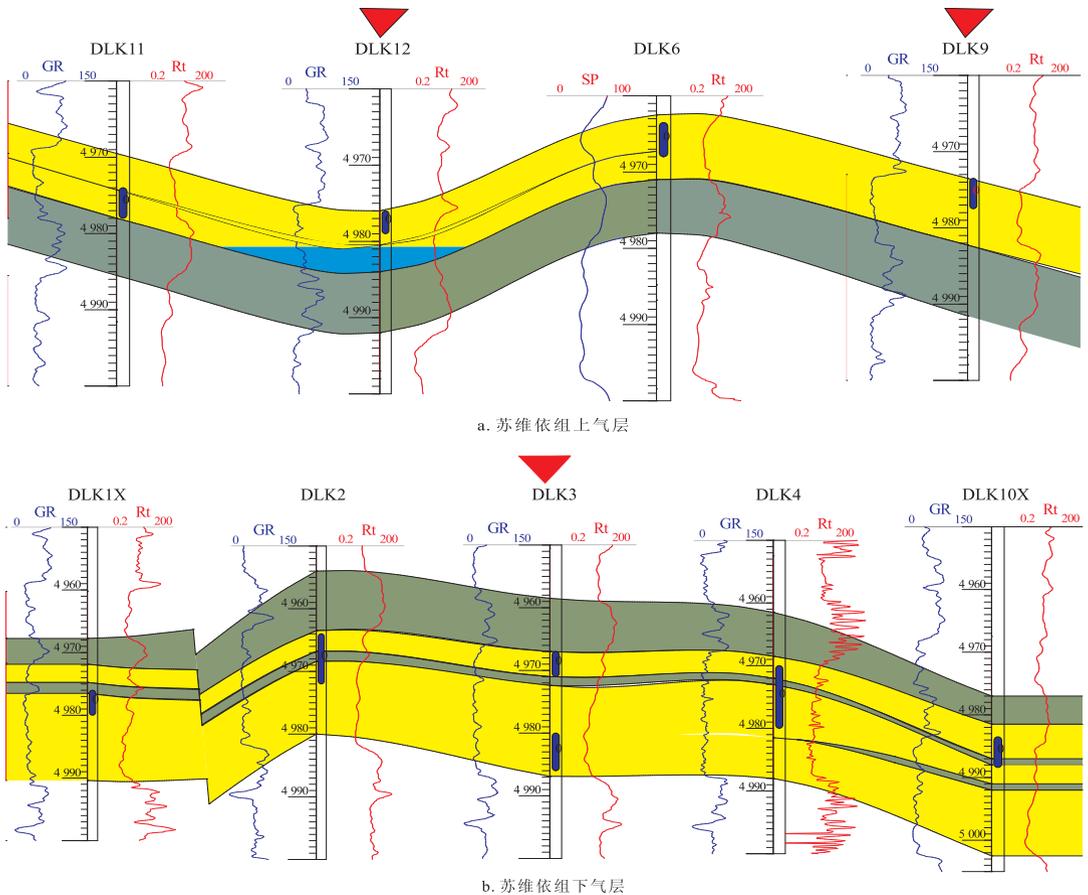


图 2 大涝坝苏维依组储集层射孔段对比

Fig. 2 Comparison of perforation interval of gas reservoir of Suweiyi Formation, Dalaoba Gas Condensate Reservoir

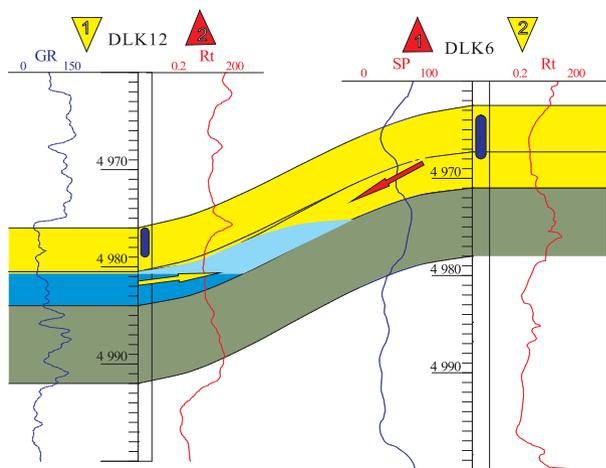


图3 注采井网转化示意

Fig. 3 Sketch map of transformation of flooding network

以获得较大注入压差,实施注气;(2)开展注采轮换试验,把水重新压制回去(图3),吐哈葡北油田现场应用已取得成功<sup>[5]</sup>。

#### 4.3 提高注气、吸气能力对策

注气开发中往往会出现注气井和采气井因作业污染、储集层低渗透等问题造成产吸能力弱或注不进去,可应用储集层保护液,对污染层酸化、酸压、深穿透射孔等措施改善渗流。针对沉积因素造成的吸气不均,可进行调剖。牙哈凝析气田在现场生产中取得实例证明<sup>[9]</sup>,酸化后其日产油能力几乎恢复到修井前的90%以上,对应注入气井注入能力也得到大幅度提升。

#### 4.4 增强注气反蒸发和波及效率对策

针对大涝坝气田储集层非均质性严重,注气开发中容易造成波及系数低以及发生气窜,最终影响注气的反蒸发效果。初步提出以下6种方式改善反蒸发效果。

##### 4.4.1 注采井交替循环

注入井注气一段时间后,然后转为生产井,生产井转化注气井,然后注入井再转化为生产井,如此循环。这样可以使注入气与储集层凝析油充分搅拌,提高油气接触面积,从而提高凝析油蒸发的程度(图4a)。

##### 4.4.2 改变注采井工作制度

控制注采比不变,在同一时间改变注入井和采气井的工作制度(通过减少或者增加注入量),目的是使注气井和采气井间产生压力波动,从而增加油气接触,增强反蒸发,提高注气效果(图4b)。

##### 4.4.3 注采井间歇开关井

同样控制注采比不变,在同一时间同时开关注入井与采气井,这样可以使注采井间产生压力波动,

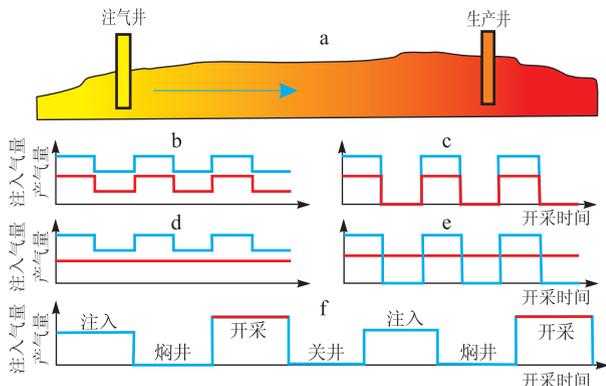


图4 改善注气效果模式

Fig. 4 Models of upbuilding effect improved

从而增加油气接触,增强凝析油的反蒸发作用,提高注气效果。与改变注采井工作制度的机理有点类似(图4c)。

##### 4.4.4 脉冲式注入

该方法是通过脉冲注入气来改变注入井的工作制度,使注气井和生产井间产生压力波动,这样会进而形成波动的凝析区,增加油气接触,增强反蒸发,提高注气效果(图4d)。

##### 4.4.5 间歇停注入

该方法是通过间歇性的开关注入井,使注气井和采气井间产生压力波动,进而形成波动的凝析区,增加油气接触,增强反蒸发,提高注气效果(图4e)。

##### 4.4.6 单井吞吐

单井吞吐机理是将凝析油中间和重分子量烃蒸发到气相中并带出地面;将凝析油从近井带推向地层较远处,“干燥”近井带,提高气井产能。因此在循环注气效果较差,储集层连通性较差的情况下,可开展单井吞吐开采试验,来达到解决反凝析污染,提高采收率的效果(图4f)。

## 5 结论

1)大涝坝目前地层压力下降大,反凝析污染严重,凝析油堆积严重,必须重视循环注气过程凝析油的蒸发作用,另外即将注气的井产水会对注气产生不利影响。

2)在实施注气后需要加强现场气窜预防监测,发生气窜是可通过优化注采井网、优化层内注采对应关系和优化注气量等方式进行调整。

3)要增强反蒸发作用、提高波及效率可采用“注采井交替循环、改变注采井工作制度、注采井间歇开井、脉冲注入、间歇注入、注气吞吐”等方式解决。

(下转第32页)

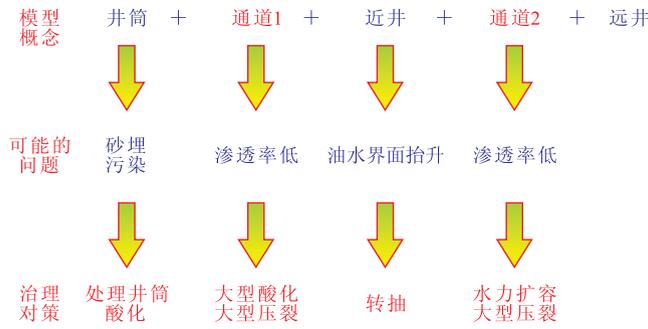


图9 地质概念模型及治理对策

Fig. 9 Geological conceptual model and countermeasures

表3 注水替油失效的原因分析及治理对策一览

Table 3 List of flooding failure reason analysis and countermeasures

特征	具体表现	原因	治理对策	解决问题
能注能采、高含水	初期出现	注采参数不合理	优化注采参数	减少无效置换
	中后期出现	近井可置换原油减少	转抽、深抽 远井有显示,大型压裂	降低油水界面或加大生产压差,启动远井地带储集空间 扩大置换空间
能注、不能采	未起压	油藏不封闭	单元注水	补充邻井能量
不能注、不能采	注水困难	井筒变差(储层砂埋)	酸化或处理井筒	恢复油井渗透率

参考文献:

[1] 焦方正. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2008:19-21.

[2] 李培廉,张希明,陈志海. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发[M]. 北京:石油工业出版社,2005:46-50.

[3] 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):52-55.

(编辑 叶德燎)

(上接第27页)

参考文献:

[1] 袁士义,叶继根,孙志道. 凝析气藏高效开发理论与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2003:148-169.

[2] 蒋海,杨兆中,胡月华,等. 凝析气藏循环注气参数优化研究[J]. 西安石油大学学报,2009,24(2):54-56.

[3] 朱卫红,张芬娥,唐明龙,等. 牙哈凝析气藏循环注气延缓气窜的方法[J]. 天然气工业,2008,28(10):77-94.

[4] 李玉冠,张兴林,王新裕,等. 新疆柯克亚凝析气田循环注气调整措施与开发效果[J]. 天然气工业,2000,20(4):61-62.

[5] 张俊,袁玉梅,乔继红. 葡北油田气水交替驱提高采收率矿场试验研究[J]. 吐哈油气,2004,9(4):331-334.

[6] 刘东,张久存,王永红,等. 凝析气藏循环注气气窜判别方法及应用[J]. 天然气勘探与开发,2008,31(4):27-36.

[7] 刘东,张久存,张明亮. 凝析气井气窜后的产能特征变化及调整措施效果评价[J]. 新疆石油天然气,2009,4(4):81-84.

[8] 彭远进,刘建仪,王仲林,等. 注气混相驱中水气切换问题实验研究[J]. 天然气工业,2005,25(9):86-88.

[9] 刘东,王永红,杨明忠,等. 牙哈凝析气井酸化解堵及效果评价[J]. 天然气勘探与开发,2009,32(2):30-32.

(编辑 叶德燎)