

高含水气田集输管网运行发展与展望

黄 瑀 (山东莱克工程设计有限公司, 山东 东营 257000)

摘 要: 东胜气田位于内蒙古的达拉特旗、东胜区、伊金霍洛旗和杭锦旗, 属于是国内少见的低渗致密的高含水气藏, 7 成以上的气井产水, 甚至部分产气井日产水达到 90m^3 , 大部分气井初期日产水量在 15m^3 以上, 有产水量高, 产气量低, 井口回压高等特点, 伴随着气田开发进入末期, 老井井口回压远高于井口油压, 造成井口憋压, 气田产量递减速率高。目前东胜区块井口采用井两相分离器进行气液分离, 气体管网输送到集气站, 采出水用车拉运, 运费成本高。

关键词: 高含水气田; 集输管网; 柱塞气举; 负压采气

低渗区块顾名思义都有低渗透性, 小孔洞的特征, 对该区块井的开采往往充满技术难度, 除了投资高, 收益低、见效慢的特点外, 还往往由于井口产量衰减过快不得不增加开采井数, 造成资源的浪费, 而低渗透气藏还往往有高的含水饱和度的问题, 造成气井产水, 对于气田开发初期, 地层能量高, 产气过程中携液能力强, 问题还不突出。但是低渗区块压降衰减快, 再伴随着产出水的递增, 等于是雪上加霜, 难怪当地人都说“压力是基础, 水是拦路虎。”对气田常规开发来分析, 随着地层压力逐年降低, 水不能跟天然气从井筒排出, 天然气憋在井筒, 效益就会沉没。对气田的正常生产造成非常大的影响。

1 东胜集输模式

目前东胜气田集输管网整体采用“中低压集气, 井口不设注醇流程, 不加热, 气液两相计量, 管线串接, 集气站增压, 集中处理”的集气工艺和气液混输的总体集输气工艺。压力系统分为两级, 其中井口冬季压力不高于 1.2MPa , 井口夏季不高于 3.9MPa ; 已建集气站压缩机冬季增压至 3.5MPa , 集中处理站增压至 5.3MPa 。天然气井口利用井口 sdv (切断阀) 和旋涡流量计计量后接入集输管网, 通过集输管网串接进站。进站后通过气液两相分离、天然气增压后外输至集气支线, 通过集输管线输到下游终端集中处理。集气站设分离器, 分离出的污水通过污水罐后, 再利用已建的与集输管线同沟敷设的污水管线输送至下游终端统一处理。放空天然气通过火炬燃烧。集中处理站采用先增压后脱水脱油的工艺路线, 其中脱水脱油装置采用低温冷凝分离工艺, 控制天然气水露点达到 $-5^\circ\text{C}/5^\circ\text{C}$ (冬/夏)、烃露点达到 $0^\circ\text{C}/10^\circ\text{C}$ 后计量外输。站内分离出的采出水和接收到的管输采出水通过处理后进行回注处理。

主要集输工艺流程如下图所示:

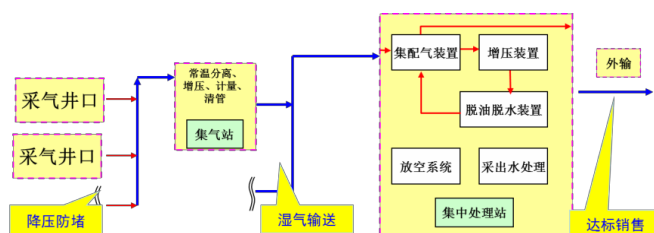


图 1 集输流程示意图

在此集输路线和处理工艺的条件下, 对于高含水井的处理可想而知, 由于低中压采气, 现场实际运行压力根本无法达到中压条件, 常年低压采气, 因此产出水对井口回压的影响就变得非常重要, 很多气井甚至发生了水淹。因此, 解决高含水井也变成了低渗高含水气田的主要问题。

2 井口增产措施

针对东胜气田采出水量大, 地层能量衰减快, 现场根据实际情况也采取了很多措施进行调整, 常规的方法就是注泡排剂、柱塞气举、负压采气, 下面也会对每一种方法进行介绍:

2.1 注泡排剂

在天然气开采过程中, 气井伴随着天然气的产出, 势必会夹带部分液体, 当地层能量降低, 产气就不会连续生产, 会时断时续, 甚至会因为地层能量衰减过快导致水淹气井从而导致停产, 泡排剂就是在地层压力不足的气井套管空隙内注入表面活性剂 (以下简称泡排剂), 随着天然气的运动, 井底采出水, 凝液与天然气充分混合, 产生了大量较稳固的泡沫, 产生的泡沫减少了混合液体的阻力。总结起来有 4 个优点:

①降低油管液体的张力, 有效的保证液体在气流的运动中变得更加分散, 让大液滴分散为细小的液滴,

便于从流态效果差的气泡流转变为雾状流,降低两相举升的滑脱阻力;

②有效减小密度,注排剂生效后,油管内的采出水变为泡沫,密度也从原来的 $800\sim 900\text{kg/m}^3$ 变为 $80\sim 90\text{kg/m}^3$,原来压力非常大的液柱也变为泡沫,压力降低效果显著,有利于气液的采出;

③油管底部气液混合物随着提升产生涡流。而注入的泡排剂能有效降低流态产生的垂直流动摩擦力,提高油管液相提升的能力;

④可以对油管内进行清洗,对于底部的凝液污垢、采出物举升至井口。

2.2 柱塞气举

柱塞气举是依靠地层压力推动柱塞在井筒上下幅度震动,通过这种方法可以采出天然气并携带井底采出水和凝液的采气排水方法,特别应用于有适量地层压力和高产水的气井。柱塞气举通过地层压力晃动油管内的气液两相流体向地面运动,在此柱塞成为一种筒体密封面,在油管内的积液与气体分离,发挥了密封的效果,从最大限度地减少液相的损失,避免气相扰流,有效的提升排采效率和产气量。工作时,柱塞会在井筒中有规则的震动,还产生了清洁井筒的效果,减少了井筒作业时间和日常运行费用。

2.3 负压采气

与处理井底,降低井筒内液相密度,提升气举能力的思路不同,负压采气用另一种思路对采气能力进行优化。负压采气这项技术的主要原理是利用压力差,主要依靠井口/阀组/集气站的抽气泵对气井进行连续的抽气,可以有效减少井口油管压力,低至常压,对于部分井口可以抽气到负压,利用压力差提供的能量,第一是可以增加井口产量,把原来水堵住的天然气开采出来,增大了产量,同时能够提高油管天然气流速和携液能力,把堆积在井筒内的采出水携带到地面。

跟上文列举的其他方式,如注泡排剂、柱塞等工艺技术相比,负压采气的设备和措施全部在地面,比如井口\阀组\集气站完成;不会额外增加采气树地下部分的相关构件,可以通过安排进行无压力作业,危险系数低,能耗也少,可以制定切实有效的施工管理措施,装置也是常规装置,运行稳定可靠。

3 集输管网运行能力

高含水气田不仅需要对井口增产、排水能力进行优化,集输管网的运行能力也是需要分析的一部分,

采出水通过注泡排、柱塞气举、负压采气等优化工艺输送到井口和后面的工艺管线,对集输管网的输送能力有了很大的考验。

鉴于锦30井区属于低渗高含水区块,油管内大量采出水、凝液提升到井口,对管线输送能力增加了挑战,为了降低管网沿程摩阻,井区目前共有22口井设置有井口分离器对井口进行气液分离,总分水量 $404.5\text{m}^3/\text{d}$,分离出的天然气利用已建管网输送到下游集中处理,分出的水排到站内已建水罐,用水车拉运。

本次管网工艺计算软件采用PIPEPHASE软件(9.5版本)进行模拟计算。

水力计算公式如下:

$$q_v = 5033.11 d^{3.3} \left\{ \frac{P_1^2 - P_2^2 (1 + \alpha \Delta h)}{\Delta Z T L \left[1 + \frac{\alpha}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.5}$$

式中:

q_v —管道计算流量 (m^3/d); d —管道内径 (cm); P_1 —管道起点压力(绝)(MPa); P_2 —管道终点压力(绝)(MPa); Δ —气体的相对密度(对空气); Z —气体在计算管段平均压力和平均温度下的压缩因子; T —气体的平均热力学温度(K); L —管道计算长度(km); Δh —管道计算的终点对计算段起点的标高差(m); α —系数(m^{-1}), $\alpha = 2g \Delta / (R_a Z T)$; 其中 g 为重力加速度, $g = 9.81\text{m/s}^2$; R_a —空气的气体常数,在标准状况下, $R_a = 287.1\text{m}^2/(\text{S}^2 \cdot \text{K})$; n —管道沿线计算管段数。计算管段是沿管道走向,从起点开始,当其相对高差; $\Delta \leq 200\text{m}$ 时划作一个计算管段; h_i —各计算管段终点的标高(m); h_{i-1} —各计算管段起点的标高(m); L_i —各计算管段长度(km)。

其中现状模拟压力是用模型就算的压力值,与回压进行对比,校核模型的计算水平是否准确,对比发现模拟值较为准确,不脱水模拟是指井口取消分离器,采出水全部进站,纯气模拟是指天然气不含水。通过数据模拟发现井口是否增加分离器对井口回压影响小,那么造成部分井口回压高的原因又会有哪些呢,还需要进一步分析。

本次对井口有分离器的井进行模拟,以J30-4-P7井为例(见图2)。

J30-4-P7井产量 $13 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,产水量 $21.9\text{m}^3/\text{d}$,由井场敷设DN65采气管线串接到DN150集输总管,井场设井口分液装置。

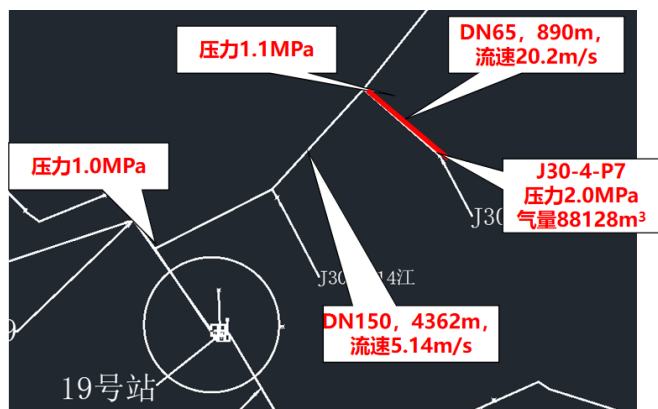


图2 J30-4-P7井管网框图

通过采气管线管径调整,井口回压见下表2。

理论计算与现场基本一致,通过计算可知,该井口回压高是由于管径选取不当,导致井口回压偏大,即是说采出水对井口回压有影响,但不是主因。

4 结语

纵观国内外对于低渗高含水气藏的区块运行,可以参考的资料文献较少,对高含水气藏研究起步较晚,至今尚未形成标准化工程化应用,因此有许多问题仍需讨论解决,针对本次东胜气田管网研究,可以为以后类似高含水气田的研究进行讨论和总结的作用,并且有以下结论:

①针对产量衰减严重,地层能量不足的井组,需要与开发结合,考虑前期开发和后期运行的双重影响,采取其他措施来提高产量,如井口增压或者集气站三

次增压;

②提高井区产能,需要结合地质开发部门井区产量预测/衰减等数据,根据产量衰减的情况对井区增压进行统一论证,讨论井区整体增压的可行性;

③在后期气田开发过程中串接前核实采气管线管径能否满足串接井产气量,并考虑后期是否有新打的井场或井组,综合考虑采气管线管径,避免产量大,管径小造成的井口超压严重;

④有分液设备的井口,建议逐步取消井口分液装置来观察井口的回压和整个集输管网的回压;

⑤锦30井区目前地面优化无经济效益,管线改造可以在后期与井区增压统一考虑,整体实施。

参考文献:

- [1] 韩超. 油气田地面集输管网的优化设计[J]. 化工管理, 2021, 599(20): 189-190.
- [2] 彭杰. 东胜气田滚动建产期管网部署优化[J]. 石油规划设计, 2020, 31(06): 29-31+43+62.
- [3] 黄宇, 刘梦溪, 陈海平, 孙富伟. LNG核心装备国产化进展研究与新技术应用[J]. 现代化工, 2022, 42(12): 1-5.
- [4] 马献珍, 全玲, 李红. 华北油气打“水”仗[J]. 中国石油石化, 2020(8): 2.

作者简介:

黄瑀(1992-), 男, 汉族, 山东东营人, 中级工程师, 本科, 研究方向: 油气集输及天然气处理与加工设计工作。

表1 锦30井区井口分液装置计算表

序号	井号	油压 (MPa)	套压 (MPa)	回压 (MPa)	产气	产水	现状模拟压力 (MPa)	不脱水模拟压力 (MPa)	纯气模拟压力 (MPa)
1	J30-7-P2	1.7	7.2	1.5	19682	47.4	1.5	2.2	1.4
2	锦150	1.5	6.6	0.9	9197	46.2	1.2	1.3	1
3	J30-9-P5	3	9.3	0.9	8209	32.57	0.8	0.8	0.8
4	J30-4-P8	2.4	7.3	1	37121	36.2	0.9	1	0.9

表2 J30-4-P7现场数据

井号	回压 (MPa)	进站压力 (MPa)	调整管径	调整管径井口回压 (MPa)	流速 (m/s)
J30-4-P7	2.4	0.9	65 变 150	1.3MPa	5.69
			65 变 100	1.50MPa	10
			65 变 80	1.89MPa	15