

# 渤海某凝析气田气井井筒积液分析及处理措施

陈凯<sup>1</sup>,姚为英<sup>1</sup>,张强<sup>1</sup>,王雁萍<sup>2</sup>,张海勇<sup>1</sup>

1.中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司 天津 300452

2.中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300452

通讯作者:Email:chenkai8899@126.com

引用:陈凯,姚为英,张强,等. 渤海某凝析气田气井井筒积液分析及处理措施[J]. 油气井测试,2020,29(2):37-42.

Cite: CHEN Kai, YAO Weiying, ZHANG Qiang, et al. Analysis of liquid accumulation and treatment measures for gas wells in a condensate gas field of Bohai[J]. Well Testing, 2020,29(2):37-42.

**摘要** 针对凝析气藏开发过程中存在产量递减、气井高含水及井筒积液等问题,以渤海某凝析气田关停气井为研究对象,利用气井生产动态分析方法,结合气井的系统测试资料,明确了关停气井井筒中的积液段,利用经验公式法及 Pipesim 软件计算了临界携液气量、优化了气井生产管柱。为保证关停气井复产后正常生产,提出气举、涡流排液、泡排、小直径管等排液采气措施建议及实施步骤。对 E4、E5、E6 井筒积液进行分析,其中 E6 井根据建议措施复产后,初期日产气  $2.3\times10^4\text{ m}^3$ ,日产油  $15\text{ m}^3$ 。根据前期生产动态,预测五年累产气约  $584\times10^4\text{ m}^3$ 。该方法可为海上凝析气田井筒积液分析及关停井复产措施提供借鉴。

**关键词** 凝析气田; 临界携液气量; 高含水; 动态分析; 井筒积液; 管柱优化; 关停井复产

中图分类号:TE355 文献标识码:B DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.02.007

## Analysis of liquid accumulation and treatment measures for gas wells in a condensate gas field of Bohai

CHEN Kai<sup>1</sup>, YAO Weiying<sup>1</sup>, ZHANG Qiang<sup>1</sup>, WANG Yanping<sup>2</sup>, ZHANG Haiyong<sup>2</sup>

1.Engineering Technology Branch of CNOOC Energy Development Co., Ltd., Tianjin 300452, China

2.Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin 300452, China

**Abstract:** There are some problems in the development of the condensate gas reservoir, such as production decline, high water cut of gas field and liquid accumulation in wellbore. This paper takes the shut-down gas well of a condensate gas field of Bohai as the research object. The liquid accumulation section in the shut-down gas well was found by using the dynamic analysis method of gas well production and combining with the systematic test data of gas well. By using the empirical formula method and Pipesim software, the critical liquid carrying production rate is calculated and the production string of gas well is optimized. In order to ensure the normal production for the shut-down of gas wells, some measures of gas lift, vortex drainage, bubble drainage, small diameter pipe and their implementation steps are proposed. The wellbore liquid accumulation of well E4, E5 and E6 is analyzed. The well E6 is put back to production according to the suggested measures, the daily gas output is  $2.3\times10^4\text{ m}^3$  and the daily oil output is  $15\text{ m}^3$  at the initial stage. According to the production performance in the early stage, the accumulated gas production in five years is predicted to be about  $584\times10^4\text{ m}^3$ . This method can be used in the analysis of wellbore fluid accumulation and the measures of shut in and resumption of production.

**Keywords:** gas condensate field; critical liquid carrying production rate; high water content; dynamic analysis; wellbore fluid accumulation; string optimization; shut-down gas well recovery

气井产水是气藏开发过程中的常见问题<sup>[1-4]</sup>。如果气藏能量充足,气体可以将产出水全部携出井筒。高气水比气井井筒中就会出现雾状流;而低气水比气井井筒中会出现稳定的段塞流或过渡流。当气藏能量不足时,气体就无法将产出水完全携出井筒,导致井筒积液。井筒积液将增加对气层的回压,限制气井生产能力,造成恶性循环,严重时可使

气井完全停喷<sup>[5-8]</sup>。所以,研究气井积液井段,准确估计气井的临界携液气量,对于分析气井积液问题至关重要。

目前,气井临界携液气量的计算模型可分为三大类:液滴模型、液膜模型和最低动能理论<sup>[9]</sup>。常用模型主要有 Turner 模型、Coleman 模型、Nosseir 模型等<sup>[10-12]</sup>,还有李闽模型、杨川东模型、杨功田模

型、修正的 Belfroid 模型及于继飞模型等<sup>[13-17]</sup>,其中尤以李闽模型应用最为广泛<sup>[18]</sup>,但模型方法会有假设的前提条件,与实际情况有一些差别。因此,本文在前人研究方法的基础上,以某凝析气田关停气井为研究对象,综合动态分析、系统测试资料、经验模型及 Pipesim 软件等多种方法,开展了气井井筒积液问题分析,并提出了复产后排液采气相关措施及后期实施步骤,以期为其他气田类似问题的研究提供一些借鉴。

1 问题井分析

针对渤海某凝析气田实际情况,对实例井存在的问题进行分析。

1.1 凝析气田概况

渤海某凝析气田位于渤海海域,其东高点是研究目标区块,为被断层复杂化的穹窿状背斜构造。主要含气层系为东三段底部砂砾岩和太古宇潜山顶部花岗岩。东营组储层为扇三角洲前缘沉积,太古宇潜山储层纵向上具有分带性,划分为风化破碎带和断裂裂缝带,具有孔、洞、缝并存的特征。东三段砂砾岩孔隙度平均 8.2%,渗透率平均 7.85 mD,储层低孔低渗。太古宇潜山孔隙度平均 3.6%,渗透率平均 0.40 mD,储层低孔特低渗。

1.2 问题井分析

气田东高点存在多口关停井,为恢复东高点产量,同时考虑联合作业、降低成本的需要,利用单井动态及测试资料分析方法<sup>[19-22]</sup>,优选潜力大、风险较小的 E6、E5 和 E4 井进行问题诊断,并提出复产措施。

1.2.1 E6 井分析

E6 井为一口定向调整井,射孔完井,完井井深 3 965.0 m,生产层段为 E<sub>3</sub>d<sub>3</sub>(3 694.1~3 712.3 m,纯气层,有效厚度 13.2 m)和 Ar(3 713.9~3 722.1 m,纯气层,有效厚度 8.2 m)。该井测井曲线及射孔位置如图 1 所示。

该井初期日产气  $2.73 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,日产油  $20.13 \text{ m}^3$ ,含水 4.6%,生产过程中产量平稳,含水低。因储层物性相对较差、射开有效厚度较小,产量较低。2014 年 1 月关井,累产气  $0.08 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累产油  $0.569 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。生产曲线和压力梯度曲线如图 2、图 3 所示。

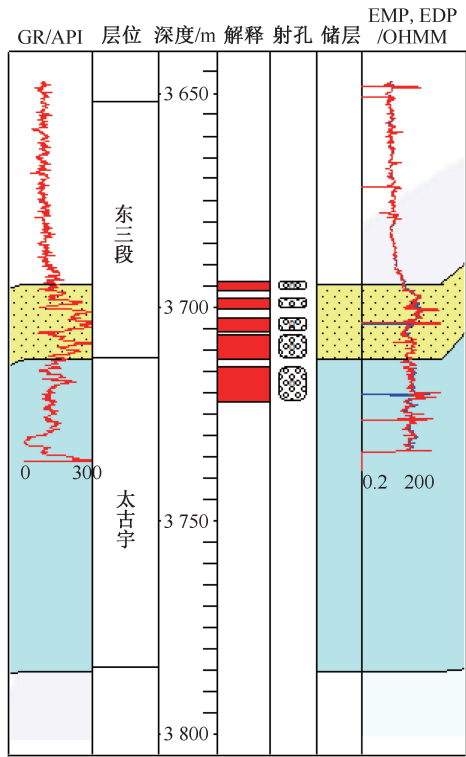


图 1 E6 井生产射孔柱状图

Fig.1 Strings of production and perforation of Well E6

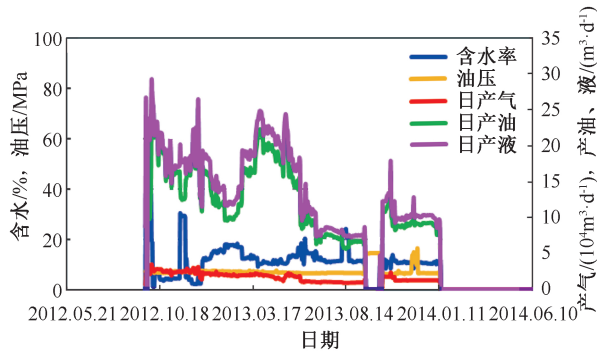


图 2 E6 井生产曲线

Fig.2 Production curve of Well E6

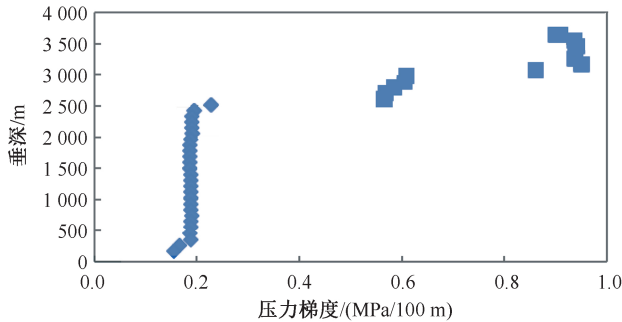


图 3 E6 井压力梯度随垂深变化曲线

Fig.3 Curve of pressure gradient with depth in Well E6

根据图 3 中压力梯度随垂深变化曲线可以明显看出,因为气液密度差异,导致压力梯度分为三段,其中 2 500.0~3 000.0 m 井段为气液两相流、

3 000.0~3 600.0 m 井筒中为积液段。利用李闽法经验公式<sup>[18]</sup>, 计算了气井临界携液气量为  $2.791 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。而 E6 井在 2012 年 10 月 21 日施工, 计算日产气量为  $2.79 \times 10^4 \text{ m}^3$  (日产水  $0.86 \text{ m}^3$ , 油压  $6.8 \text{ MPa}$ ), 已经逐步低于临界携液气量, 导致井筒开始出现积液问题。

1.2.2 E5 井分析

E5 井为常规定向开发井, 裸眼完井, 完井井深 4 098.0 m, 生产层段为 E<sub>3</sub>d<sub>3</sub> (3 661.8~3 668.2 m, 纯气层, 有效厚度 6.4 m) 和 Ar (3 671.5~3 781.6 m, 纯气层, 有效厚度 32.4 m)。该井测井曲线及射孔位置如图 4 所示。

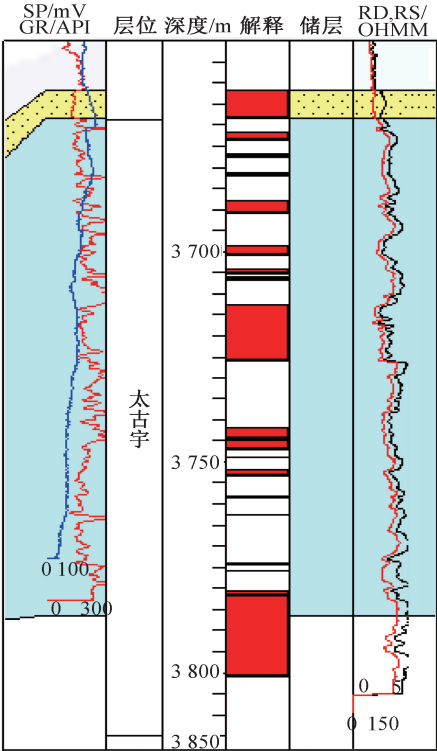


图 4 E5 井生产射孔柱状图  
Fig.4 Strings of production and perforation of Well E5

该井初期日产气  $7.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 日产油  $60.44 \text{ m}^3$ , 含水 0.33%。气井初期生产较稳定, 自 2012 年 1 月产气、产液量呈阶梯式下降, 油压降低, 最终停喷。后期实施多次放喷作业及氮气排液诱喷, 无产出, 于 2014 年 5 月关井, 累产气  $0.65 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 累产油  $4.05 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。生产曲线如图 5 所示。

根据图 5 生产曲线分析, E5 井有两点明显的井筒积液特征: 一是产液量随产气量变化明显, 且阶段式下降, 放大油嘴后无法恢复产量, 携液能力下降; 二是油压不断下降, 放喷作业时有液体产出, 无气量产出。2014 年 8 月及 2015 年 7 月的测试资料

显示, 压力梯度随垂深的变化曲线中, 因为气液密度差异导致压力梯度主要分为两段, 其中 2 500.0~3 400.0 m 井段为积液段, 如图 6 所示。根据以上动态及测试资料分析, 确定 E5 井为井筒积液问题。

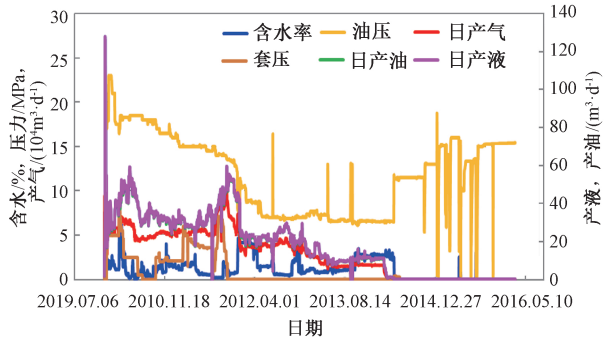


图 5 E5 井生产曲线  
Fig.5 Production curve of Well E5

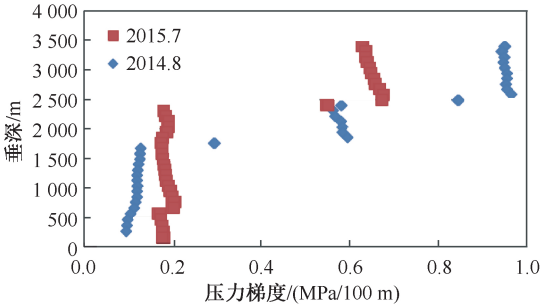


图 6 E5 井压力梯度随垂深变化曲线  
Fig.6 Curve of pressure gradient with depth in Well E5

1.2.3 E4 井分析

E4 井为常规定向开发井, 完井井深 4 113.0 m, 套管射孔, 射开层位为 E<sub>3</sub>d<sub>3</sub> (3 695.7~3 748.7 m, 纯气层, 有效厚度 44.4 m) 和 Ar (3 750.9~3 834.1 m, 气层有效厚度 28.7 m, 油层有效厚度 12.3 m)。该井测井曲线及射孔位置如图 7 所示。

该井初期日产气  $20.16 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 日产油  $139.06 \text{ m}^3$ , 含水 1.79%, 该井前期生产稳定, 2011 年 10 月 21 日因井下安全阀液控管线泄漏关井, 作业发现油管断裂。2012 年 9 月 23 日换管柱后开井, 随后含水快速上升, 产气、产油量不断降低。2015 年 3 月关井, 累产气  $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 累产油  $7.37 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。生产曲线如图 8 所示, 可知 E4 井生产动态与 E5 井类似, 皆为井筒积液特征。另外, 利用 Pipesim 软件, 根据气体组分数据、产气量、管柱组合及井斜等数据, 计算了不同管柱深度处所需要的携液气量, 并得到临界携液气量为  $2.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。而自 2014 年 7 月开始, E4 井产气量已经低于临界携液气量, 井筒开始积液。根据以上动态分析及软件计算, 确定 E4 井为井筒积液问题。

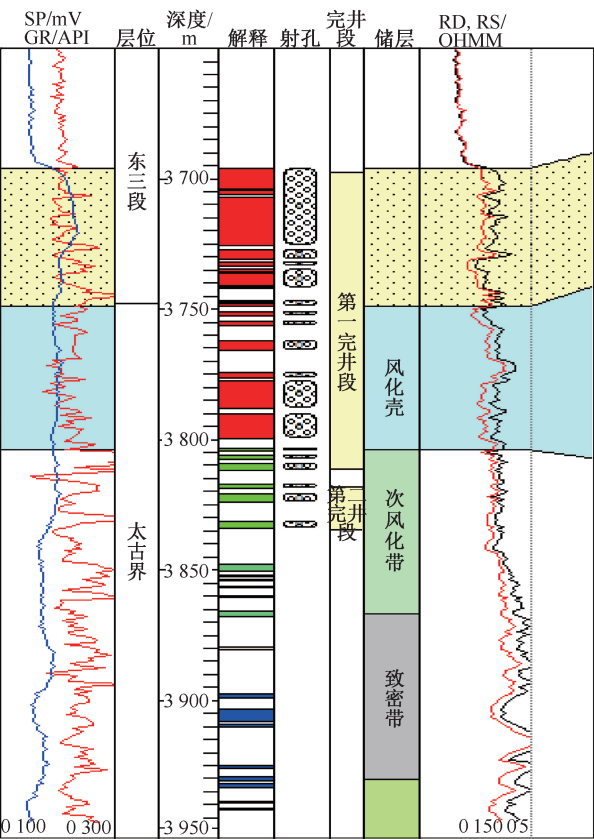


图 7 E4 井生产射孔柱状图

Fig.7 Strings of production and perforation of Well E4

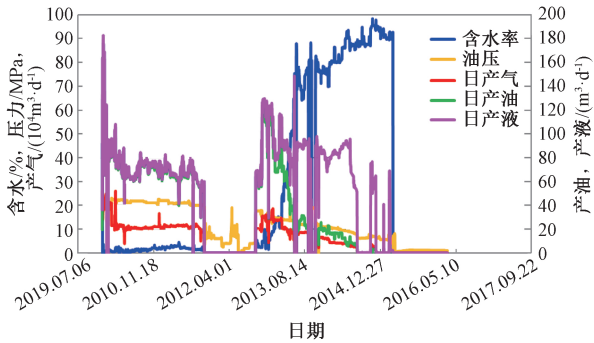


图 8 E4 井生产曲线

Fig.8 Production curve of Well E4

E4 井生产射开了东三段及太古宇储层,而太古宇底部水层已被裂缝沟通,导致含水上升速度快,建议重新划分生产层段,卡掉太古宇产层,单采东三段砂砾岩储层,减小底部水层上侵风险,并严格控制采气速度,延缓底部水锥。

2 措施建议

一般情况下,当气井积液严重时,对于高气水比气井,可以采用优选管柱方法进行排水采气;对于低气水比气井,可以考虑气举、泡排或者机采等措施进行排水生产<sup>[23-24]</sup>。而目标凝析气田作为海

上区块,措施工艺设计时应考虑两个因素:一是平台无修井机,平台吊车最大承载能力为 5 t,无法实现起下管柱及连续油管作业,需要作业船施工;二是关停井均为气井,地层压力、温度较高,并且天然气中二氧化碳含量较高,需要考虑管柱的耐腐蚀性。

以 E6 井为例,利用 Pipesim 软件,优化生产管柱。根据临界携液气量计算(需满足排液要求)、最大冲蚀速度比(小于 1)、管流摩阻(油管尺寸越大,摩阻越小)等因素,初选了 73.025 mm 和 88.9 mm 油管;经油管抗拉、抗内挤和抗外压计算,优选油管尺寸为 500 m×88.9 mm-p110+3 360 m×73.025 mm-p110;根据该井井筒温度和 CO<sub>2</sub> 分压的曲线,9Cr 材质的油管可满足防腐要求。

因此,针对井筒积液问题的复产工艺实施方案及后期应对措施,建议如下:

第一步:优化生产管柱。在满足作业和生产安全要求的前提下,尽可能选小尺寸油管,降低临界携液气量。同时,下入井下工具,满足排液采气工艺要求,包括管外 9.525 mm 注药/注气管线与井下注入阀、井下涡流工具工作筒、井下同心管悬挂工作筒。上述预置工具不影响气井正常生产。

优化的管柱满足常规的自喷需求,同时具备泡排、气举、涡流排液和小直径管排液的功能,其结构如图 9 所示。

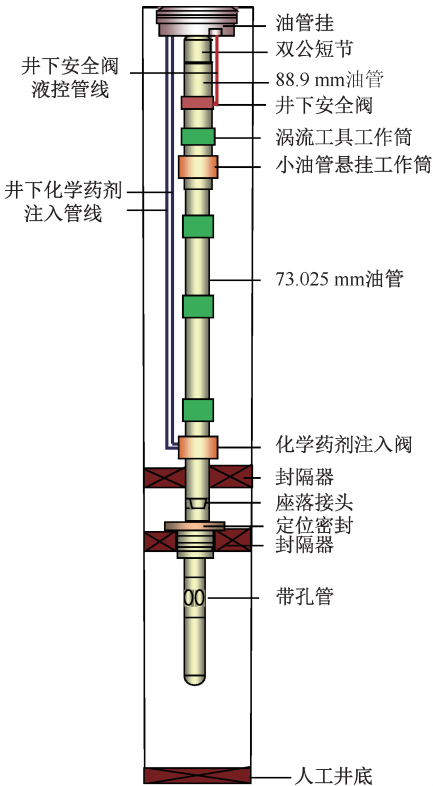


图 9 E6 井优化管柱结构示意图

Fig.9 Schematic diagram of optimized Well E6 string structure



井下管柱较常规气井完井管柱增加了涡流工具工作筒、小油管悬挂工作筒、9.525 mm 管线 2 根。井口改造方面需更换井口采油树和油管挂,满足 2 根 9.525 mm 管线的穿越,同时需进行 9.525 mm 管线注入流程改造。

第二步:上钢丝设备下入涡流工具,涡流工具与原管柱下入的涡流工具工作筒锁定配合,实现该井的涡流排液,如图 10a 所示的 73.025 mm 油管。

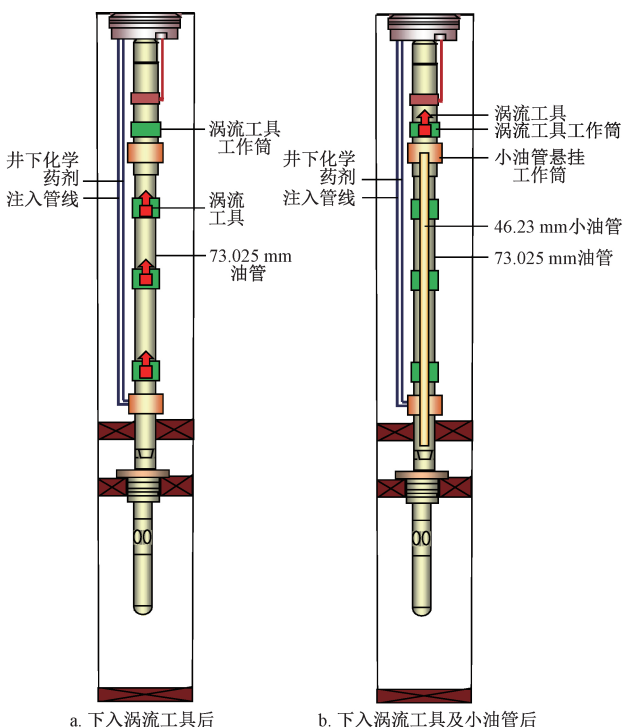


图 10 E6 井下入涡流工具及小油管后管柱结构示意图  
Fig.10 Schematic diagram of the strings with vortex tools and minor diameter tubing in Well E6

第三步:生产一段时间后,因地层压力下降,井筒可能会再次产生积液,根据产液情况可利用 2 根 9.525 mm 注入管线进行泡排或气举,如图 10a 所示井下化学药剂注入管线。

第四步:若气井产气量降低较大,可在原油管内下入 48.26 mm 小油管并配套涡流工具等排液工艺,实现该井生产后期的组合排液生产。如图 10b 所示涡流工具及其工作筒和小油管悬挂工作筒及小油管等。

E6 井措施复产后,初期日产气  $2.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,日产油  $15 \text{ m}^3$ 。根据前期生产动态,天然气月递减率 9.28%,预测五年累产气约  $584 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

### 3 结论

(1)结合动态分析、经验公式、系统试井等方法

和相关资料,利用 Pipesim 软件,可以较好的分析气井井筒积液问题,并可以根据实际井况开展生产管柱优化及措施工艺设计研究。

(2)本文成果对于海上气井井筒积液问题的分析及复产措施建议有一定的指导和借鉴作用。

致谢:论文编写过程中,得到了中海油能源发展工程技术公司非常规院胡云亭总师的细心指导,也得到了中海油天津分公司渤西作业区技术人员的大力支持,在此表示感谢。

### 参考文献

- [1] 李勇,李保柱,胡永乐,等.吉拉克凝析气田单井产水分析及数值模拟[J].石油勘探与开发,2010,37(1):89-93.  
LI Yong, LI Baozhu, HU Yongle, et al. Water production analysis and reservoir simulation of the Jilake condensate gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010,37(1):89-93.
- [2] 汤勇,孙雷,杜志敏,等.异常高温气井凝析水产出机理及动态研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(1):68-71.  
TANG Yong, SUN Lei, DU Zhimin, et al. Study on the mechanism and performance of the condensate water producing from abnormal high-temperature gas wells [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007,22(1):68-71.
- [3] 李冰毅,李晓慧,汪洁.低孔低渗气藏多层合采开发模式下的产出特征研究[J].油气井测试,2017,26(2):20-22,32.  
LI Bingyi, LI Xiaohui, WANG Jie. Output characteristics research of commingling production model in low porosity and low permeability gas reservoir [J]. Well Testing, 2017,26(2):20-22,32.
- [4] 张国红,何立军,蒲丽萍,等.异常高压凝析气藏早期产水水源分析与识别[J].新疆石油天然气,2016,12(4):74-77,82.  
ZHANG Guohong, HE Lijun, PU Liping, et al. Analysis and identification of the source of early water production in abnormal high pressure condensate gas reservoirs [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2016,12(4):74-77,82.
- [5] 何志雄,钱贺斌,李铁军,等.高气液比凝析气井井筒动态预测[J].天然气勘探与开发,2008,31(4):30-32,44.  
HE Zhixiong, QIAN Hebin, LI Tiejun, et al. Wellbore dynamic prediction of condensate gas well with high gas-fluid ratio [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2008,31(4):30-32,44.
- [6] 喻西崇,赵金洲,郭亚玲,等.深部凝析气井流入动态分析研究[J].石油勘探与开发,2002,29(3):71-73.  
YU Xichong, ZHAO Jinzhou, GUO Yaling, et al. A study on deep condensate gas well inflow performance equation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002,29(3):71-73.
- [7] 王海强,李勇,刘照伟.碳酸盐岩凝析气藏动态综合描述新方法[J].天然气地球科学,2013,24(5):1032-1036.  
WANG Haiqiang, LI Yong, LIU Zhaowei, et al. New method

- of an integrated dynamic characterization of carbonate gas condensate reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1032-1036.
- [8] 李艳静, 李相方, 李保振, 等. 高凝析油含量凝析气藏单井衰竭式开发动态预测[J]. 油气井测试, 2011, 20(6): 8-11.  
LI Yanjing, LI Xiangfang, LI Baozhen, et al. Performance prediction of natural depleting development of condensate reservoir with high gas condensate content with a single well [J]. Well Testing, 2011, 20(6): 8-11.
- [9] 刘琦, 蒋建勋. 预测气井井筒积液新方法[J]. 国外油田工程, 2006, 22(4): 32-34.  
LIU Qi, JIANG Jianxun. A systematic approach to predicting liquid loading in gas well [J]. Foreign Oilfield Engineering, 2006, 22(4): 32-34.
- [10] TURNER R G, HUBBARD M G, DUKLER A E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells [J]. Journal of Petroleum Technology, 1969, 21(11): 1475-1482.
- [11] COLEMAN S B, CLAY H B, MCCURDY D G, et al. A new look at predicting gas-well load-up [J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(3): 329-333.
- [12] NOSSEIR M A, DARWICH T A, SAYYOUNH M H, et al. A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flowing conditions [J]. SPE Production & Facilities, 2000, 15(4): 241-246.
- [13] 向耀权, 辛松, 何信海, 等. 气井临界携液流量计算模型的方法综述[J]. 中国石油和化工, 2009, 16(9): 55-58.  
XIANG Yaoquan, XIN Song, HE Xinhai, et al. A review of the methods for calculating the critical carrying fluid flow in gas wells [J]. China Petroleum and Chemical Industry, 2009, 16(9): 55-58.
- [14] 王远闯, 张志全. 不同气井连续临界携液流量模型研究[J]. 能源与环境, 2017, 39(10): 135-138.  
WANG Yuanchuang, ZHANG Zhiqian. Study on different model in continuous critical liquid carrying flow about gas wells [J]. China Energy and Environmental Protection, 2017, 39(10): 135-138.
- [15] 杨文明, 王明, 陈亮, 等. 定向气井连续携液临界产量预测模型[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 82-84.  
YANG Wenming, WANG Ming, CHEN Liang, et al. A prediction model on calculation of continuous liquid carrying critical production of directional gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 82-84.
- [16] 管虹翔, 于继飞, 房舟, 等. 大斜度气井临界携液产量预测新方法[J]. 中国海上油气, 2011, 23(1): 50-52.  
GUAN Hongxiang, YU Jifei, FANG Zhou, et al. A new method of the critical liquid carrying flow rate for highly deviated gas well [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(1): 50-52.
- [17] 李波, 王军磊, 宁波, 等. 气井井筒温度、压力与积液综合预测模型[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(4): 64-70.  
LI Bo, WANG Junlei, NING Bo, et al. A comprehensive prediction model of wellbore temperature, pressure and accumulated liquid for gas wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(4): 64-70.
- [18] 李闽, 郭平, 谭光天. 气井携液新观点[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 105-106.  
LI Min, GUO Ping, TAN Guangtian. New look on removing liquids from gas wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 105-106.
- [19] 赵洪绪. 应用不稳定试井特征曲线分析凝析气井生产动态的新方法[J]. 长江大学学报(自科版), 2017, 14(11): 58-62.  
ZHAO Hongxu. New method for application of transient well test characteristic curve in analyzing production performance of condensate gas wells [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2017, 14(11): 58-62.
- [20] 李勇, 李保柱, 胡永乐, 等. 现代产量递减分析在凝析气田动态分析中的应用[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(2): 304-308.  
LI Yong, LI Baozhu, HU Yongle, et al. Application of modern production decline analysis in the performance analysis of gas condensate reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 304-308.
- [21] 何志雄, 孙雷, 王雷, 等. 凝析气井井筒动态预测方法[J]. 新疆石油地质, 2009, 30(2): 232-234, 278.  
HE Zhixiong, SUN Lei, WANG Lei, et al. Method for prediction of borehole performance in condensate gas well [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(2): 232-234, 278.
- [22] 聂法健, 郑世毅. 凝析气井干扰试井压力动态分析[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(2): 98-100, 104.  
NIE Fajian, ZHENG Shiyi. Dynamic analysis on pressure of interference testing for condensate gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(2): 98-100, 104.
- [23] 郭秀庭, 胡洪亮, 任世举, 等. 大港油田密封式涡流排水采气技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 22-26.  
GUO Xiuting, HU Hongliang, REN Shiju, et al. Sealed vortex technology for gas well deliquification in Dagang Oilfield [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 22-26.
- [24] 于相东, 陈天应, 张克杨, 等. 苏里格气田泡沫排水采气工艺技术应用及效果分析[J]. 油气井测试, 2017, 26(3): 56-57.  
YU Xiangdong, CHEN Tianying, ZHANG Keyang, et al. Application of foam draining and extraction technology of Sulige gas field and its effect analysis [J]. Well Testing, 2017, 26(3): 56-57.

编辑 王军

第一作者简介: 陈凯, 男, 1987 年出生, 硕士研究生, 工程师, 2012 年毕业于中国石油大学(华东)油气田开发工程专业, 现主要从事油气田开发技术研究工作。电话: 022-66907393, 18920499716; Email: chenkaish8899@126.com。通信地址: 天津塘沽滨海石油新村西区渤海石油研究院主楼, 邮政编码: 300452。