

海上气田治水关键技术

吕新东 成涛 王雯娟 彭小东 管琳

中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057

摘要: X 气田属于中国海上高产大气田,通过多年开采,气田后期见水严重,影响气田开发效果。受气田高温、压力系数低、海上措施费用高等影响,如何合理有效治水是气田开发后期遇到的一个难题。根据气田特点,从众多治水措施中有针对性地筛选了高部位侧钻、堵水、换管柱、补孔及降压开采等综合治水措施,取得了较好成效。总结出保证气井成功治水的四项关键技术,包括准确判别气井出水来源,选择最佳堵水层位,预测补孔效果和降压开采提高携液能力,为类似气田开发提供借鉴。

关键词: 见水井;高温低压;堵水;产能;降压开采

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2016.02.010

0 前言

X 气田是中国海上高产大气田,投产十多年来一直保持高产、稳产。但随着气田采出程度的逐步增加,地层水侵入现象日益严重,气田 15 口生产井,有 9 口井不同程度见水,已造成多口井积液关停,形势非常严峻。气田水气比也从投产初期的 $0.11 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 上升至目前的 $1.7 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 左右,气田治水已经刻不容缓。通过十多年的生产,气田主体区地层压力系数已从 1.0 降到 0.16 左右,一些压井措施很容易造成污染,另一方面气田地层温度高达 178°C ,对治水措施工艺提出了更大的要求和挑战。如何对低压见水气井进行合理治水,最大限度地减少储层污染,提高气井产量是该气田开发面临的难题。

1 气藏概况

1.1 地质油藏

X 气田主要储层为陵三段砂岩,上部次要产层为陵二段及三亚组砂岩。气田在构造上受断层切割,陵三段气藏形成南北两块,南北两块依据主要断层的分布,各

分成相应的区域。北块由北 1 块、北 2 块、北 3 块及 NT 区组成;南块由南 1 块、南 2 块和南 3 块组成。以层序地层旋回对比为基础,以稳定的海(洪)泛面为总体界限,以砂体顶面为流动单元的顶界,以泥质隔层及其相对应的界面为其底界,陵三段在南块与北块按海泛面控制,划分出 8 个流动单元,由下至上分别命名为 A1、A2、B1、B2-1、B2-2、C1、C2 及 D,陵二段和三亚组各为一个流动单元。陵三段砂岩测井解释气田产层平均孔隙度 12.9%,平均渗透率 $370 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均含气饱和度 67.9%。气井产能较高,开发井初期产能均超过 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

目前全气田共有生产井 15 口,12 口井开发陵三段;1 口井开发陵二段;2 口井开发三亚组。

1.2 见水情况

X 气田气水关系较为复杂,既存在统一的边水也存在孤立水体及层间水。气田目前已有 4 口生产井水淹关停,5 口井不同程度见水。气井见水形式多样化,按照产水气井生产过程中水气比的变化情况,可分为水气比稳定、逐渐升高和暴性升高三种类型。按照水体来源可分为凝析水、层间产出水、边水、孤立水体水和管外窜水。

收稿日期:2015-11-21

基金项目:中海油“十二五”重大科技专项“海上大型砂岩气藏开发中后期综合治理及开发策略研究”(CNOOC-KJ 125 ZDXM 06 LTD 04 ZJ 12)

作者简介:吕新东(1984-),男,江苏东台人,工程师,硕士,主要从事油气田开发及油气藏数值模拟工作。

不同水体来源的水生产状况也各不相同。如凝析水产量在气井的开采过程中一般按照恒定的凝析水气比,产水量随着产气量的变化而变化;边底水一般随着开采的进行,水气比呈现逐渐上升的趋势;而孤立水体则较容易造成暴性水淹。

2 海上高温低压气田治水关键技术

对于见水气藏,采用不同的开发方式,开发效果极不相同。长期以来,石油工作者不断探索各种各样的开发方法,最大程度地提高气井产量和气田采收率,如采用排水采气、堵水、双层开采、加速降压开采及注气等特殊开发方式^[1-17]。海上气田开发成本较高,筛选出适合X气田这类高温低压气田的治水措施,最大限度地提高气田开发经济效益是非常必要的。总结气田治水关键技术对开发类似气藏同样具有重要意义。

2.1 X气田治水技术研究

2.1.1 治水技术简介

在不断研究和探索含水气藏开采中形成了排水采气、堵水、加速压降采气、合理控制采气速度、注水开发、注气开发、双层开采、“采、阻、排”综合开采等治水技术。这些技术可归类为主动型开采方式和被动型开采方式。

不同的治水技术又细分为不同的技术手段,如排水采气方法分为泡沫排水采气、选管柱排水采气和气举排水采气工艺等。

2.1.2 治水措施筛选

受下游用户用气需求变化、海上措施费用高及气田压力系数低等因素的影响,制定如下筛选原则:

- 1) 符合实际地质油藏特征。
- 2) 由于气田压力系数较低,尽量不进行压井作业,减少对储层的污染。
- 3) 时间尽量短,减少治水措施对气田产量的影响。
- 4) 措施简单有效,减少海上作业风险。
- 5) 费用经济。

根据以上原则最终筛选出适合X气田的治水措施:

- 1) 见水井高部位侧钻。
- 2) 堵水。气田储层纵向非均质性较为严重,存在相对稳定的隔夹层,适合堵水。
- 3) 换管柱。对于隔层发育一般或管外窜的气井,进行换管柱作业。
- 4) 补孔。通过补孔减少近井地带的水伤害。
- 5) 降压开采。降低井口压力及气井临界携液流量,提高气产量,从而提高气井的携液能力。

2.2 X气田治水关键技术

2.2.1 气井见水综合分析技术

气井在生产过程中产水量往往存在一定的变化,通

过气井见水综合分析技术可以很好地明确气井是否见水以及气井水来源问题。

判别气井是否见水常用 Cl^- 含量判别法和气水比公式计算判别法。

Cl^- 含量判别法即气井未见边底水或孤立水体侵入时, Cl^- 一般较低且较稳定,当气井受到水侵后,气井所测生产水 Cl^- 含量较高。

气水比公式计算判别法即气藏在形成时一般与地层水共存。因此,气态流体中也会含有水蒸气,如果有共存水存在,水蒸气将总是处于饱和状态。由相关公式可以推算出目前地层压力下的生产凝析水气比^[18]:

$$WGR = 1.6019 \times 10^{-4} A [0.32(0.05625T + 1)]^B C \quad (1)$$

其中:

$$A = 3.4 + 418.0278/p_r \quad (2)$$

$$B = 3.2147 + 3.8537 \times 10^{-2} p_r - 4.7752 \times 10^{-4} p_r^2 \quad (3)$$

$$C = 1 - 4.893 \times 10^{-3} S - 1.757 \times 10^{-4} S^2 \quad (4)$$

式中: WGR 为水气比, $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$; T 为地层温度, $^{\circ}\text{C}$; p_r 为地层压力, MPa ; S 为 NaCl 含量,%; C 为矿化度校正系数。

通过式(1)计算理论水气比,将气井实际生产水气比随地层压力的变化与之比较,若生产水气比大于理论计算值,说明气井已经产生边、底水或游离态的可动层间水。

如判断气井已经见水,可用如下两种方法判别水体来源:

1) 地质分析法。通过地质分析判别气藏所属类型是否为边底水气藏、是否存在孤立水体。X气田部分井钻遇气水界面较气田边水气水界面高很多,因此气田既存在统一的边水也存在孤立水体。通过水气比的上升形态大致判别水体来源。

2) PLT测试判别法。通过生产测井仪器同时测得流量、压力、密度、持水率等参数,从而解释得到各层纵向上产气量及产水量,判定纵向出水层位。该方法已在X气田多口井中得到很好的应用。

2.2.2 一体化堵水分析技术

决定气井堵水深度的因素多种多样,如气井固井质量、气藏夹隔层分析、气井产水层位分析等。一体化堵水分析技术是通过一体化平台,综合分析这些因素,从而得到最佳的堵水层位。

X气田X1井位于气田北块,于1996年投产,开采陵三段储层,2007年该井出现见水迹象,分析出水来源是气田边水,经研究及论证,决定对该井进行机械堵水作业。由测井综合解释图、射孔历史图、固井质量图及PLT

测试结果图综合完成该井一体化堵水分析图,由此可较方便地得出:

1) 2010年 PLT 测试表明该井主要出水层段为下部 A1 - B1 流动单元。

2) 根据该井的测井解释可以发现该井夹层较多,在 C1 流动单元存在 3 m 左右厚度的夹层,可以有效地分隔水体。

3) 通过该井声幅变密度 (VDL) 以及声幅 (CBL) 测井可以看到该井 C1 流动单元第一界面和第二界面固井质量均较好,如在该层堵水可避免水体外窜的可能性。综合以上分析,最终确定该井的堵水位置位于 C1 流动单元。2012 年 6 月 11 日,在 C1 流动单元对该井进行堵水,封堵下部 A 砂体的水。该井堵水作业效果明显,水的 Cl^- 含量从堵水前的 $6\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右下降到堵水后 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,并保持稳定。由此可见,成功的堵水气井必须具有稳定的隔夹层和较好的固井质量。

2.2.3 补孔效果预评价技术

2012 年对 X 气田 X3 井进行堵水作业,堵水效果较好,但堵水后该井的产气量没有明显增加,怀疑出水对上部气层造成了一定的伤害污染。2012 年 12 月,对该井进行了压力恢复测试,解释机械表皮为 13.38,表明该测试层受污染较重(图 1)。认为通过补射孔可以解除近井地带堵塞污染,恢复产能。但是补射孔后气井产能如何评价,补射孔是否有效益,通过补射孔效果预评价技术深入剖析气井表皮构成,最终确定气井产能。

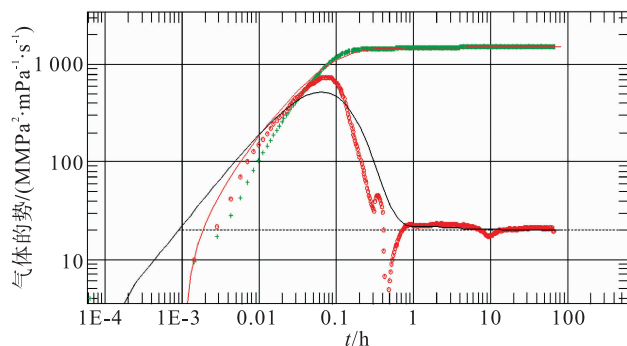


图1 X 气田 X3 井双对数拟合曲线

影响气井产能的主要因素有:

- 1) 地层产能系数 (Kh) 值。
- 2) 地层压力和生产压差。
- 3) 表皮系数。

对于高产气井,必须考虑高速非达西流,引入视表皮系数 S_a 。

$$S_a = S + Dq_g \quad (5)$$

式中: S_a 为视表皮系数; S 为表皮系数; D 为紊流系数, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}^{-1}$; q_g 为气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。为获得气井产

能,准确计算视表皮系数尤为重要。

通过 X3 井表皮和流量关系曲线(图 2)可计算出该井紊流系数为 $0.39 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}^{-1}$ 。考虑紊流系数后,该井 4 个工作制度测试产量获得较好拟合(图 3)。

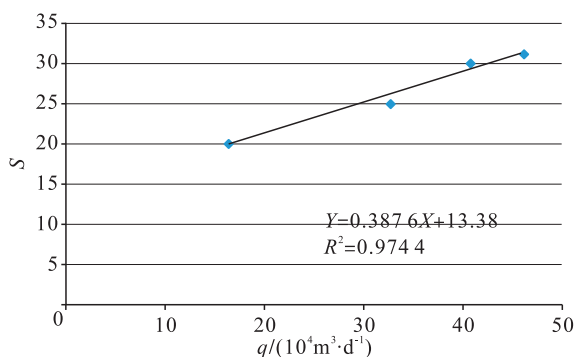


图2 X 气田 X3 井表皮和流量关系曲线

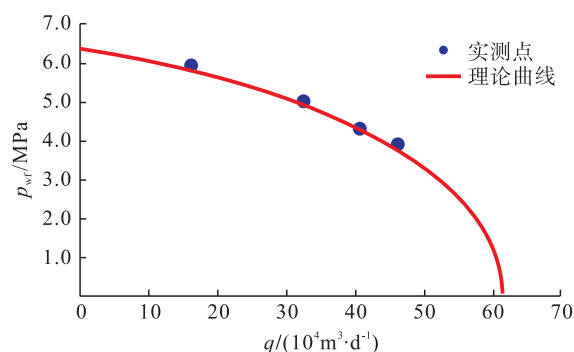


图3 X 气田 X3 井考虑 D 系数 IPR 拟合曲线

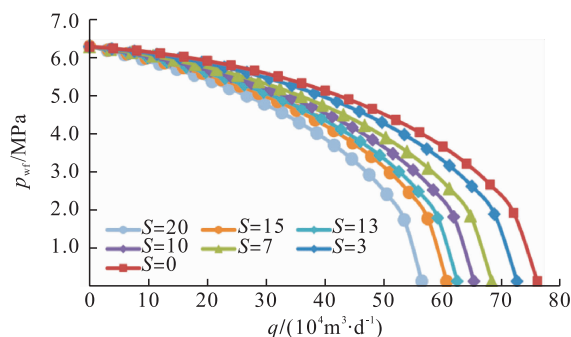


图4 X 气田 X3 井考虑 D 系数后不同污染解除程度 IPR 预测曲线

通过拟合完成的参数对 X3 井进行产能预测,考虑补射孔后不同解堵条件下该井的产能,预测机械表皮降为 0 时,该井最多可以增气 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 4),该结果与 X3 井补孔稳定后增气效果一致,证明该方法正确。

2.2.4 地面降压排水采气技术

气田的降压开采是指通过各种工程措施降低气井的井口压力,从而降低气井的井底流压,最终提高气井的产量。

Turner 临界携液流量计算公式为^[19-22]:

$$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{APu_{cr}}{ZT} \quad (6)$$

式中: q_{cr} 为气井临界流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; A 为油管面积, m^2 ; p 为压力,MPa; T 为温度,K; Z 为气体偏差系数; u_{cr} 为气井临界流速, m/s 。

由式(6)可知,当压力降低时,气井的临界携液流量降低,气井的排水采气能力及产能提高。

另一方面,由于储层具有非均质性,地层水常表现为非均匀侵入,形成“水锁”的“死气区”。根据文献调研,气藏部分气井水淹后,继续降压开采,可以使被水封闭的天然气不断膨胀,冲破水封,进入生产井底。

因此,降压开采可有效提高气井排水采气能力并提高有水气藏的最终采收率。

X气田于2012年正式启动降压项目,数值模拟研究表明,气田降压开采后可使气田累计增气 $12 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。2012年8~9月分别进行压缩机压力2.07、1.79及1.38 MPa的生产测试,降压后气田外输产气量合计增加约 $78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,另外3口见水间歇生产井也获得正常生产,降压开发使见水井获得第二次生命。

3 结论

高温低压气田治水措施应与实际地质油藏情况相符合,所总结的治水关键技术,对今后同类型气藏开发具有参考意义。

1)气井见水综合分析技术可以很好地明确气井是否见水以及气井水来源问题。

2)采用一体化堵水分析技术,可以获得较好的气井堵水位置,提高气井堵水成功率。

3)补孔效果预评价技术充分考虑了气井的高速非达西流动,可以准确地预测见水气井补孔效果,指导措施的决策。

4)降压开采可以降低见水气井的临界携液流量,提高气井排水采气的能力,并能动用“死气区”,有效增加气田采收率,降压开采使X气田累计增气达 $12 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。

参考文献:

[1] 吴 晗,吴晓东,付 豪,等.海上气田气举诱喷排液一体化技术[J].中国海上油气,2011,23(4):263-266.

Wu Han, Wu Xiaodong, Fu Hao, et al. Gas Lift Induced Flow and Clean-Up Integrated Technology for Offshore Gas Field [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23 (4): 263-266.

[2] 何晓东.有水气藏特性及开采对策浅议[J].天然气勘探与开发,2011,34(3):27-30.

He Xiaodong. Characteristics and Production Policy of Gas

Reservoirs with Water [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2011, 34 (3): 27-30.

[3] 张伦友,孙家征.提高气藏采收率的方法和途径[J].天然气工业,1992,12(5):32-36.

Zhang Lunyou, Sun Jiazheng. Method and Approach for Raising Recovery of Gas Reservoir [J]. Natural Gas Industry, 1992, 12 (5): 32-36.

[4] 王雨生.新场气田蓬莱镇组气藏整体增压开采方案研究[J].西南石油学院学报,2005,27(5):40-43.

Wang Yusheng. Research on Pressure Boost to Exploit Project in Penglaizhen Gas Reservoir, Xingchang Gas Field [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27 (5): 40-43.

[5] 李士伦,郭 平,孙 雷,等.拓展新思路、提高气田开发水平和效益[J].天然气工业,2006,26(5):1-5.

Li Shilun, Guo Ping, Sun Lei, et al. Expanding New Ideas and Improving Level and Benefits of Gas Field Development [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26 (5): 1-5.

[6] 罗万静,万玉金,王晓冬,等.涩北气田多层合采出水原因及识别[J].天然气工业,2009,29(2):86-88.

Luo Wanjing, Wan Yujin, Wang Xiaodong, et al. The Reason and Recognition of Water Production from Commingling Production in Sebei Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29 (2): 86-88.

[7] 马力宁,王小鲁,朱玉洁,等.柴达木盆地天然气开发技术进展[J].天然气工业,2007,27(2):77-80.

Ma Lining, Wang Xiaolu, Zhu Yujie, et al. Introduction of Technology Improvement on Natural Gas Development in Qaidam Basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27 (2): 77-80.

[8] 王志翔,邹昌纯.渤中34油田降压增产技术的研究与应用[J].中国海上油气,1999,11(4):43-47.

Wang Zhixiang, Zou Changchun. Research and Application of Production-volume-increasing Technique by Pressure Reduction in Bz 34 Oil Field [J]. China Offshore Oil and Gas, 1999, 11 (4): 43-47.

[9] Bahadori A. Determination of Well Placement and Breakthrough Time in Horizontal Wells for Homogeneous and Anisotropic Reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 75(1): 196-202.

[10] 陈昭国.川西须家河组气藏气井采气新技术探索[J].西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(4):115-118.

Chen Zhaoguo. A New Technology for Gas Production for Xujiache Gas Reservoir in West Sichuan [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30 (4): 115-118.

[11] 彭 英,戈 戈.中坝气田某气藏高效开发经验[J].天

- 然气勘探与开发, 2004, 27(4): 35-38.
- Peng Ying, Yi Ge. Efficient Developing Experience of Certain Gas Reservoir in Zhongba Gas Field [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2004, 27(4): 35-38.
- [12] Kunchuk F J. Radius of Investigation for Reserve Estimation from Pressure Transient Well [C] //SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, March 15-18, 2009, Manama, Bahrain. New York: SPE, 1987.
- [13] 胡锦, 陈宇波, 曾文. 引射器在气田上的应用[J]. 天然气与石油, 2008, 6(3): 59-62.
- Hu Jin, Chen Yubo, Zeng Wen. Application of Injector In Natural Gas Field [J]. Natural Gas and Oil, 2008, 6(3): 59-62.
- [14] 李涛. 普光气田开发过程水侵特征分析[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 65-71.
- Li Tao. Characteristics of Water Influx in The Development of the Puguang Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 65-71.
- [15] 陶诗平, 冯嘤, 肖世洪. 应用不稳定试井分析方法识别气藏早期水侵[J]. 天然气工业, 2003, 23(4): 68-70.
- Tao Shiping, Feng Rang, Xiao Shihong. Using Transient Testing to Identify Early Water Invasion of Gas Reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(4): 68-70.
- [16] 黄侦, 王锐, 杜娟. 中坝气田须二段气藏排水采气效果分析[J]. 钻采工艺, 2012, 35(6): 51-54.
- Huang Zhen, Wang Rui, Du Juan. Effect Analysis of Drainage Gas Recovery in Xujiache 2 Gas Reservoir of Zhongba [J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(6): 51-54.
- [17] 张烈辉, 梅青艳, 李允, 等. 提高边水气藏采收率的方法研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(11): 101-104.
- Zhang Liehui, Mei Qingyan, Li Yun, et al. The Method of Improving Recovery Efficiency of Edge Water Drive Gas Reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(11): 101-104.
- [18] 高涛, 王高文. 返排率结合水气比及水性分析识别裂缝后气井早期出水——以徐深气田火山岩气藏为例[J]. 天然气工业, 2009, 29(8): 89-91.
- Gao Tao, Wang Gaowen. Identification of Early Watering-Out in Fractured Gas Well Through Comprehensive Analysis of Flowback Ratio, Water-Gas Ratio and Water Property: An Example From the Volcanic Reservoirs in Xushen Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(8): 89-91.
- [19] 黄炳光, 冉新权, 李晓平. 气藏工程分析方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- Huang Bingguang, Ran Xinquan, Li Xiaoping. Gas Reservoir Engineering Analytical Method [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [20] 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.
- [21] 江健, 邹一锋, 周兴付, 等. 水平井临界携液流量预测及其应用研究[J]. 天然气与石油, 2012, 30(3): 45-48.
- Jiang Jian, Zou Yifeng, Zhou Xingfu, et al. Critical Liquid-carrying Flow Prediction in Horizontal Well and Its Applications [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 23(1): 50-52.
- [22] 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.

(上接第34页)

- Editorial Center of Engineering Construction Standards in Ministry of Chemical Industry. Technical Regulations for Process System Engineering Design-Setting of Throttling Orifice Plate of Pipeline: HG/T 20570. 15-95 [S]. Beijing: Ministry of Chemical Industry of People's Republic of China: 1996.
- [24] Campbell J M. Gas Conditioning and Processing: Vol. 2 [M]. 7th ed. Norman: Campbell Petroleum Series, 2004: 28-29.
- [25] 中国石油天然气总公司. 石油地面工程设计手册[M]. 东营: 石油大学出版社, 1995.
- China National Petroleum Corporation. Design Manual of Ground Petroleum Engineering [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1995.
- [26] 张弛. 气体限流孔板的计算[J]. 天然气与石油, 1995, 13(4): 14-17.
- Zhang Chi. Calculation of Gas Throttling Orifice Plate [J]. Natural Gas and Oil, 1995, 13(4): 14-17.
- [27] 河吉先. 液化烃储罐工程设计探讨[J]. 石油和化工设备, 2015, 18(2): 34-36.
- He Jixian. Discussion on Liquefied Hydrocarbon Tank Engineering Design [J]. Petro & Chemical Equipment, 2015, 18(2): 34-36.