# 阿姆河右岸萨曼杰佩气田凝析油潜含量确定方法

周克明[1]　刘合年[2]　何家欢[1]　张培军[3]

1. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院　2. 中国石油海外勘探开发公司
3. 中国石油（土库曼斯坦）阿姆河天然气公司

**摘　要**　土库曼斯坦阿姆河右岸萨曼杰佩气田第一天然气处理厂投产前几年，实际回收得到的商品凝析油产量与理论设计指标出现了重大偏离，合作方对此提出了严重质疑，要求中方给出科学合理的解释。为了准确测定该气田的凝析油潜含量和处理厂凝析油产量，根据气田的实际情况建立了流体取样技术规范和流体分析实验方法（以下简称新方法），据此测定气田井流物组成和凝析油潜含量，并采用新方法和俄罗斯方法对凝析油相关参数、凝析油潜含量进行了计算和对比分析。结果表明：①新方法要求天然气组分分析到 $C_{10}^{+}$ 以及组分中的 $N_2$、He、$H_2$、$O_2$ + Ar、$CO_2$、$H_2S$，凝析油组分分析超过 $C_{30}^{+}$；②按俄罗斯方法计算的凝析油潜含量为 77.27 g/m$^3$，按中方新方法计算的凝析油潜含量为 76.21 g/m$^3$，双方计算结果一致；③较之于其他老方法，新方法的精度更高、计算结果更加可靠。结论认为，新方法准确地确定了该气田的凝析油潜含量，解决了困扰中国石油阿姆河天然气公司在阿姆河右岸油气开发合作 A 区生产中的重大技术难题，为该公司 A 区扩能改造和 B 区气田开发方案设计、二期产能建设提供了重要的技术支持。

**关键词**　土库曼斯坦　萨曼杰佩气田　地层流体　高压物性　井流物　油气组分　闪蒸分离　凝析油潜含量　凝析油产量

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.06.008

# A determination method of potential condensate oil content of the Samandepe Gas Field, the Right Bank of the Amu Darya River of Turkmenistan

Zhou Keming[1], Liu Henian[2], He Jiahuan[1] & Zhang Peijun[3]

*(1. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610213, China; 2. PetroChina Overseas Exploration and Development Corporation, Beijing 100034, China; 3. CNPC Turkmenistan Amu Darya Natural Gas Company, Beijing 100101, China)*

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 6, pp.59-66, 6/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** The actual condensate oil production rate was far lower than that in the theoretical design index in the first few years' production of No. 1 Production Plant of the Samandepe Gas Field, the Right Bank of the Amu Darya River of Turkmenistan, for that the partner raised serious questions about our side and required a scientific and reasonable explanation. To accurately determine the potential content of condensate oil in this field and the condensate oil production rate in this plant, we established technical codes for fluid sampling and test methodologies for fluid analysis, based on which we analyzed and determined the compositions of well fluid and condensate oil content in this field, and then the relevant parameters and potential content of condensate oil were calculated and compared by the Russian method and our newly-established method. The following results were demonstrated. (1) In the newly-established method, the compositions of natural gas are required to include $C_{10}$+ and $N_2$, He, $H_2$, $O_2$+Ar, $CO_2$, and $H_2S$ and the components of condensate oil required to exceed $C_{30}^{+}$; (2) The condensate oil content of this field is calculated to be 77.27 g/m$^3$ by the Russian method and 76.21 g/m$^3$ by the new method, indicating that both methods have identical results; (3) Compared with the other old methods, this new method is of higher accuracy and the calculated results are more reliable. It is concluded that this new method can not only be used to determine the potential content of condensate oil in this field but solve the major technical issue perplexing Block A of the CNPC Turkmenistan Amu Darya Natural Gas Company. It also provides a robust technical support for the further production-expansion transformation of Block A and the next-step development design for Block B, and the productivity construction of Project Ⅱ.

**Keywords:** Turkmenistan; Samandepe Gas Field; Amu Darya River; Formation fluid; High-pressure physical property; Well stream; Hydrocarbon component; Single flash; Potential content of condensate oil; Condensate oil production

---

**基金项目**：国家科技重大专项“阿姆河右岸中区天然气开发示范工程”（编号：2011ZX05059）。

**作者简介**：周克明，1963 年生，高级工程师，博士；长期从事油气田开发实验研究工作，获国家和省部级科技进步奖 6 项、企业级奖 12 项。地址：（610213）四川省成都市天府新区华阳镇天研路 218 号。ORCID: 0000-0001-8006-8205。E-mail: zhoukm@petrochina.com.cn

## 0　引言

土库曼斯坦阿姆河右岸天然气勘探开发项目是中国和土库曼斯坦国在能源领域方面的重大合作项目，也是中国石油迄今为止最大规模的海外天然气勘探开发合作项目。阿姆河右岸区块位于土库曼斯坦东部，北临乌兹别克斯坦，东南接阿富汗，面积约 $1.43\times10^4$ $km^2$。合作区分为 A、B 两个区块，其中 A 区块面积约 $0.1\times10^4$ $km^2$，B 区块面积约 $1.33\times10^4$ $km^2$。土库曼斯坦阿姆河右岸天然气藏多属于湿气气藏。所谓湿气通常是指甲烷含量小于 95%，含相当数量的乙烷及乙烷以上烃类气体 [1]。湿气气藏衰竭开采时在储层中不发生反凝析现象，在储层中流体始终为气态，而到地面分离器时则有凝析油析出，凝析油含量一般低于 50 $g/m^3$[2]。

湿气气藏开发过程中随着温度和压力的变化，其流体性质变化涉及生产过程的多个方面。刘文伟等论述了吉拉克凝析气田地面工程方案及设计方法的优化方法，阐述了设计参数的选取、设计成果等内容 [3]。马永祥等利用凝析气藏开发基本原理，解剖分析了地面和地下多种流体，首次对残余液相进行了计算 [4]。刘东等通过分析牙哈凝析气田循环注气开发的现场资料，结合数值模拟方法，研究了气窜发生后凝析气井产能变化特征 [5]。赵忠德等研究认为，截至 2014 年底，中国天然气长输管道总里程达 $6.9\times10^4$ km，LNG 接收站已达 11 座，4 大进口通道已经开通，国内天然气主干管网基本形成，区域管网日益完善，政府出台配套政策引导天然气储运设施健康发展，日益完善的储运设施将为东北亚 65% 以上的天然气市场提供了安全保障 [6]。凝析油潜含量及稳定凝析油组分组成数据，不仅是开发方案编制的基础数据，也是地面工程和处理厂净化设计的根本依据 [7]。

阿姆河右岸第一天然气处理厂气源主要来自 A 区萨曼杰佩气田，在土库曼斯坦 1975 年的开发方案、1980 年的开发补充方案和 1990 年的开发调整方案中，储量计算时均采用凝析油潜含量（$C_5^+$ 含量）为 18.00 $g/m^3$。中方接手萨曼杰佩气田进行方案编制时，由于建产和投产时间要求紧，没有条件重新获得真实的井流物组成，因此仍采用凝析油潜含量（$C_5^+$ 含量）为 18.00 $g/m^3$ 来编制开发方案，第一处理厂凝析油提取能力也按 18.00 $g/m^3$ 设计。但第一处理厂投产前几年实际回收得到的商品凝析油产量与理论设计出现重大偏离，土库曼斯坦方面对此提出严重质疑，要求中方给出科学合理解释。同时阿姆河天然气二期工程正在设计 [8]，如果凝析油潜含量和井流物组分组成计算存在问题，势必严重影响二期工程的实施，不仅造成投资浪费和直接影响商品气质量，而且土国政府将怀疑中国石油的技术能力和管理水平。

为了解决萨曼杰佩气田凝析油潜含量和处理厂凝析油产量问题，验证第一处理厂的净化能力和运行效果，以及为中国石油（土库曼斯坦）阿姆河天然气公司（以下简称阿姆河公司）二期工程建设提供技术支持，迫切需要建立高压物性实验室来准确测定井流物组成和凝析油潜含量。

## 1　井流物组成和凝析油潜含量测定方法

为了确定井流物组分组成和凝析油潜含量，取得合格的具有代表性的样品至关重要。针对阿姆河右岸萨曼杰佩气田实际情况，通过多部门联合攻关，建立了流体取样技术规范和流体分析实验方法 [9]。天然气组分组成分析参见“GB/T 13610—2014《天然气的组成分析气相色谱法》”标准 [10]，根据阿姆河公司建立的流体取样技术规范和流体分析实验规范，除获得天然气常规组分中的 $N_2$、He、$H_2$、$O_2$ ＋ Ar、$CO_2$ 和 $H_2S$ 组分外，要求碳组分分析到 $C_{10}^+$。凝析油组分组成分析参见“SY/T 5779—2008《石油和沉积有机质烃类气相色谱分析方法》”标准 [11]，根据实验规范要求，碳组分要求分析到 $C_{30}^+$，有的甚至要超 $C_{35}^+$。

通过闪蒸分离实验确定凝析油潜含量，实验设备采用中国扬州华宝石油仪器有限公司制造的 PVT 多功能高压流体测试装置。实验前准备 3 个带具塞的低温分离瓶，对具塞和分离瓶进行编号，测定分离瓶的容积和分离瓶质量。准备多个烧杯，将测定容积和质量的分离瓶放入盛有适量蒸馏水的烧杯中，然后将烧杯和分离瓶一起放入冷冻箱，在－15 ℃条件下进行冷冻。在闪蒸分离实验时，将冷冻分离瓶从冷冻箱中取出快速连接到实验流程上，闪蒸分离实验详细步骤如下：

1）按图 1 连接实验流程 [1]，在分离器温度下，将配样室中的凝析油样品加压至分离器压力，充分搅拌使其成为单相，并保持分离器压力稳定 12 h 以上。

2）将分离瓶和气量计及连接管线抽真空 10 min 以上。

3）在压力稳定后记录泵的压力和泵的初读数。

4）用计量泵保持配样器压力，轻微打开配样器出口阀门，将一定体积的凝析油样品缓慢放出。

5）放出的凝析油进入低温分离瓶进行低温脱气

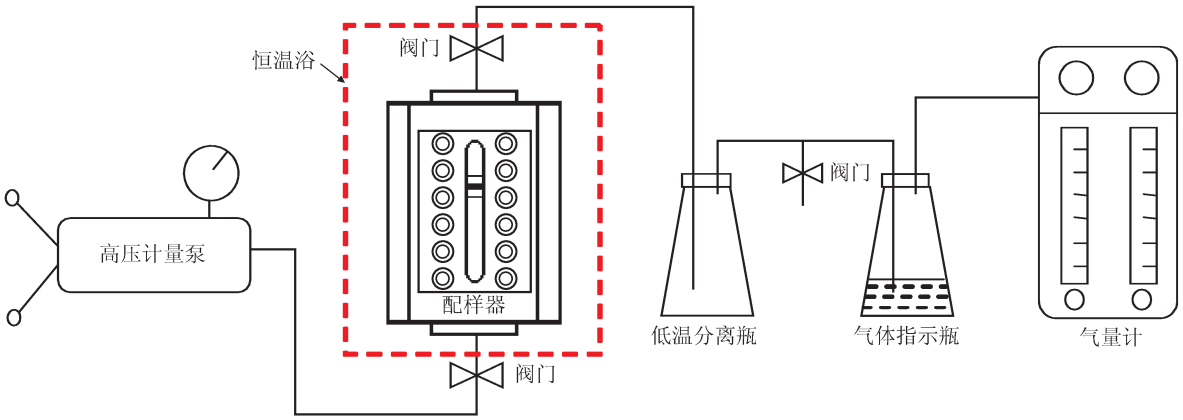


图 1　闪蒸脱气实验流程图 [1]

分离。

6）脱出的天然气经过气体指示瓶后再进入气量计计量其体积。

7）当脱出适量的凝析油和天然气后，关闭配样器出口阀。

8）记录泵的压力和泵的末读数。泵的末读数减去初读数，即从配样器中放出的凝析油体积。

9）记录放出凝析油样品体积、大气压力和实验室温度。

10）收集低温分离器中脱气凝析油并测定其质量。

11）取脱气凝析油和天然气样品进行组分组成分析。

12）测定脱气凝析油密度，并计算脱气凝析油体积和闪蒸分离气油比。

13）重复第 2 ～ 12 步骤，至少重复测定 3 次，要求测定的气油比相对误差小于 2%，体积系数相对误差小于 1%，偏差系数相对误差小于 1% 为实验合格。

## 2　中方的凝析油潜含量计算方法及计算实例

实验室将分离器条件下取得的凝析油样品通过闪蒸实验，获得分离器油的油气组分组成和闪蒸气油比，结合分离器条件下的天然气组分组成和生产气油比，计算出井流物的组分组成，然后再计算出 $C_5^+$ 以上累计组分组成，即为井流物中凝析油潜含量。

### 2.1　闪蒸脱气凝析油体积

闪蒸脱气凝析油体积计算公式为：

$$V_{ot} = \frac{W_{ot}}{\rho_{ot}} \tag{1}$$

### 2.2　分离器凝析油体积系数

分离器凝析油体积系数计算公式为：

$$B_{os} = \frac{V_{os}}{V_{ot}} \tag{2}$$

### 2.3　闪蒸气油比

闪蒸气油比计算公式为：

$$GOR_t = \left(\frac{T_0 p_1 V_1}{p_o T_1 V_{ot}}\right) - 1 \tag{3}$$

### 2.4　闪蒸脱气凝析油摩尔组成

闪蒸脱气凝析油摩尔组成计算公式为：

$$X_{ti} = \frac{\dfrac{X_{wi}}{M_i}}{\sum_{i=1}^{n}\left(\dfrac{X_{wi}}{M_i}\right)} \tag{4}$$

### 2.5　分离器油组分组成

分离器油组分组成计算公式为：

$$X_{si} = \frac{X_{ti} + 4.157\times10^{-5}\dfrac{M_{ot}}{\rho_{ot}}GOR_t Y_{ti}}{1 + 4.157\times10^{-5}\dfrac{M_{ot}}{\rho_{ot}}GOR_t} \tag{5}$$

### 2.6　井流物组分组成

井流物组分组成计算公式为：

$$X_{fi} = \frac{X_{ti} + 4.157\times10^{-5}\dfrac{M_{ot}}{\rho_{ot}}\left(GOR_t Y_{ti} + GOR_s B_{os} Y_{si}\right)}{1 + 4.157\times10^{-5}\dfrac{M_{ot}}{\rho_{ot}}\left(GOR_t + GOR_s B_{os}\right)} \tag{6}$$

### 2.7　凝析油潜含量

井流物组分组成中 $C_5^+$ 以上累计组分组成即为凝析油潜含量，计算公式为：

$$M_{C_5^+} = \sum_{i=5}^{N} X_{fi} M_i \quad (7)$$

$$W_{C_5^+} = 41.57 \sum_{i=5}^{N} X_{fi} M_i \quad (8)$$

### 2.8　计算实例

针对阿姆河右岸萨曼杰佩气田凝析油潜含量问题，选择 Sam-XX 井进行生产测试和井口分离器取样，取样参数为：一级分离器压力 1.85 MPa，一级分离器温度 30.5 ℃，一级分离器天然气产量 56.58×$10^4$ $m^3$/d，油罐油产量 3.11 $m^3$/d，油罐油密度 0.81 g/$cm^3$，分离器天然气相对密度 0.63，地层压力 19.2 MPa，地层温度 97.8 ℃。分离器天然气组成分析数据如表 1 所示，分离器油闪蒸实验得到的油气组成如表 2 所示，闪蒸实验分析数据如表 3 所示。将分离器油气组成和闪蒸实验数据代入公式（7）和公式（8），计算井流物的组成和凝析油潜含量结果如表 4 所示。

通过现场取样和实验室闪蒸分离实验，得到萨曼杰佩气田 Sam-XX 井凝析油潜含量（$C_5^+$ 含量）为 14.38 g/$cm^3$。分析实验结果与第一天然气处理厂投产 3 年来实际回收得到的商品凝析油产量和商品气中 $C_5^+$ 含量之和平均为 13.96 g/$m^3$ 非常接近。因此，通过现场实际取样和实验室高压物性实验分析圆满解决了萨曼杰佩气田凝析油潜含量问题，消除了土库曼斯坦方面的质疑，实验结果给出了科学满意的解释。

## 3　俄罗斯的凝析油潜含量确定方法

俄罗斯天然气工业部和全苏天然气科学研究院在《凝析油、乙烷、丙烷、丁烷等平衡表储量和可采储量、非烃组分计算及其在地层气中潜含量测定方法指南》等标准的 [12] 规定：将稳定凝析油的潜含量确定为 $C_5^+$，单位为 $cm^3/m^3$ 或 g/$m^3$。

### 3.1　俄罗斯的实验方法

将储气瓶抽真空，在分离器取得天然气和凝析油样品，在设定需要的温度后，用活塞泵将压力升高到指定压力，利用搅拌器使复合试样达到相平衡状态。当混合物达到相平衡后，测量储气瓶内潜在凝析油量和计算凝析油的析出量。测量稳定凝析油析出量，需要将部分潜在凝析油从储气瓶中闪蒸出来，同时将分离出的气体利用计量管计量。根据分离气体的分析数据确定量杯中稳定凝析油含有的烃类气体量。将盛有量杯的油槽温度设计为－10 ℃或更低，以便全部收集 $C_5^+$ 组分。采用这种方法确定的稳定凝析油析出量可以计算潜在凝析油总量。

表 1　Sam-XX 井天然气组成表

| 分离器天然气组分 | 组分分子量 /（g • $mol^{-1}$） | 摩尔分数 | 摩尔质量 /（g • $mol^{-1}$） | 质量分数 |
|---|---|---|---|---|
| $N_2$ | 28.013 4 | 0.251 6% | 0.070 5 | 0.383 3% |
| $CO_2$ | 44.009 0 | 4.204 8% | 1.850 5 | 10.063 7% |
| $H_2S$ | 34.076 0 | 2.984 0% | 1.016 8 | 5.529 9% |
| $C_1$ | 16.042 6 | 90.035 4% | 14.444 0 | 78.552 6% |
| $C_2$ | 30.069 4 | 1.836 4% | 0.552 2 | 3.003 1% |
| $C_3$ | 44.096 2 | 0.316 3% | 0.139 5 | 0.758 6% |
| $iC_4$ | 58.123 0 | 0.058 4% | 0.033 9 | 0.184 6% |
| $nC_4$ | 58.123 0 | 0.072 2% | 0.042 0 | 0.228 2% |
| $iC_5$ | 72.149 8 | 0.030 1% | 0.021 7 | 0.117 9% |
| $nC_5$ | 72.149 8 | 0.023 4% | 0.016 9 | 0.091 8% |
| $C_6$ | 86.176 6 | 0.019 9% | 0.017 1 | 0.093 0% |
| $C_7$ | 100.203 4 | 0.087 7% | 0.087 9 | 0.477 9% |
| $C_8$ | 114.230 2 | 0.060 5% | 0.069 1 | 0.375 9% |
| $C_9$ | 128.257 0 | 0.014 4% | 0.018 5 | 0.100 4% |
| $C_{10}^+$ | 142.283 8 | 0.005 0% | 0.007 2 | 0.039 0% |
| 合计 | 1 028.003 2 | 100.000 0% | 18.387 7 | 100.000 0% |

注：天然气分子量为 18.383 7 g/mol；天然气中 $C_5^+$ 分子量为 98.902 6 g/mol；分离器气相对密度为 0.634 9

表 2　Sam-XX 井分离器油闪蒸实验组成表

| 闪蒸脱气油气组分 | 组分分子量 /（g • mol $^{-1}$） | 闪蒸气摩尔分数 | 闪蒸油摩尔分数 | 闪蒸油摩尔质量 /（g • mol $^{-1}$） | 闪蒸油气摩尔分数 | 闪蒸油气摩尔质量 /（g • mol $^{-1}$） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $N_2$ | 28.013 4 | 0.359 7% | 0.000 0% | 0.000 0 | 0.038 0% | 0.010 6 |
| $CO_2$ | 44.009 0 | 4.528 9% | 0.000 0% | 0.000 0 | 0.478 4% | 0.210 5 |
| $H_2S$ | 34.076 0 | 1.767 8% | 0.000 0% | 0.000 0 | 0.186 7% | 0.063 6 |
| $C_1$ | 16.042 6 | 91.018 9% | 0.000 0% | 0.000 0 | 9.615 1% | 1.542 5 |
| $C_2$ | 30.069 4 | 1.841 4% | 0.047 1% | 0.014 2 | 0.236 7% | 0.071 2 |
| $C_3$ | 44.096 2 | 0.238 1% | 0.154 3% | 0.068 0 | 0.163 1% | 0.071 9 |
| $iC_4$ | 58.123 0 | 0.059 7% | 0.127 6% | 0.074 1 | 0.120 4% | 0.070 0 |
| $nC_4$ | 58.123 0 | 0.073 8% | 0.291 3% | 0.169 3 | 0.268 3% | 0.155 9 |
| $iC_5$ | 72.149 8 | 0.030 7% | 0.400 4% | 0.288 9 | 0.361 4% | 0.260 7 |
| $nC_5$ | 72.149 8 | 0.023 9% | 0.430 5% | 0.310 6 | 0.387 5% | 0.279 6 |
| $C_6$ | 86.176 6 | 0.018 3% | 1.499 7% | 1.292 4 | 1.343 2% | 1.157 6 |
| $C_7$ | 100.203 4 | 0.021 6% | 6.211 1% | 6.223 7 | 5.557 2% | 5.568 5 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| $C_{29}$ | 408.793 0 | | 0.002 5% | 0.010 2 | 0.002 2% | 0.009 1 |
| $C_{30}$ | 422.819 8 | | 0.001 0% | 0.004 0 | 0.000 9% | 0.003 6 |
| 合 计 | 8 249.894 9 | 100.000 0% | 100.000 0% | 127.983 2 | 100.000 0% | 115.052 3 |

表 3　Sam-XX 井分离器油闪蒸实验数据表

| 参　数 | 数　据 |
|---|---|
| 分离器油闪蒸气油比 /（$m^3$ • $m^{-3}$） | 18.915 1 |
| 分离器油体积系数 /（$m^3$ • $m^{-3}$） | 1.026 0 |
| 生产气油比 /（$m^3$ • $m^{-3}$） | 181 950 |
| 油罐油密度 /（g • $cm^{-3}$） | 0.817 0 |
| 一级分离器气油比 /（$m^3$ • $m^{-3}$） | 177 337 |
| 生产凝析油含量 /（g • $m^{-3}$） | 4.50 |
| 分离器油密度 /（g • $cm^{-3}$） | 0.796 3 |

### 3.2　俄罗斯凝析油潜含量计算方法

土库曼斯坦人接受苏联《凝析气田凝析气含量研究——凝析气含量研究方法》一书中的计算方法[13]。凝析油潜含量等于 1 $m^3$ 油层气中得到的潜在凝析油（$K$）和分离气体（$L$）的总和，单位为 g/$m^3$，计算公式为：

$$\Pi = K + L \tag{9}$$

凝析油潜含量等于井流物脱气天然气（$K_1$）、脱丁烷天然气（$K_2$）和脱丁烷凝析油（$K_3$）含量的总和，计算公式为：

$$K = K_1 + K_2 + K_3 \tag{10}$$

书中假设大多数情况下的 $C_5^+$ 分子量为 80 g/mol 即可满足相当的计算精度，因此可将公式（9）和（10）进行一系列推导和简化，得到一级分离器条件下的凝析油潜含量最终计算公式为：

$$\Pi = \frac{q}{V}\left(0.03aL_1 + 0.03\delta L_2 + \beta\rho_4^{20}\right) + 10\frac{L_3M_3}{24.04} \tag{11}$$

### 3.3　俄罗斯计算结果

根据《凝析气田凝析气含量研究——凝析气含量研究方法》书中的实例[13]：在 6.0 MPa 及－15 ℃条件下，从井场气液分离器中同时收集了分离后的天然气和凝析油。凝析油的析出量（$q$）为 162 $cm^3$/$m^3$，用容积（$V$）为 85 $cm^3$ 的取样容器收集凝析油。对凝析油进行脱气处理，在标准条件下获得天然气量（$a$）为 9.7 L。书中其他计算参数为：在对脱气后的凝析油进行脱丁烷处理后，共获得了（$\delta$）为 1.5 L 的气体，脱丁烷凝析油的析出量（$\beta$）为 47 $cm^3$，凝析油密度（$\rho_4^{20}$）为 0.699 6 g/$cm^3$，在－15 ℃条件下从标准曲线上得到 $C_5^+$ 分子量（$M_3$）为 75 g/mol，用容积为 85 $cm^3$ 的取样容器收集潜在凝析油并对凝析油进行脱气处理，共析出（$L_1$）为 1.94 L 的天然气，在 $C_5^+$ 中脱丁烷后天然气摩尔含量（$L_2$）为 11.45%，在 $C_5^+$ 中分离出的天然气摩尔含量（$L_3$）为 0.4%。将所列参数和生产数据代入公式（11）得到凝析油潜含

表 4　Sam-XX 井的井流物组成和凝析油潜含量表

| 组分 | 分离器气摩尔分数 | 闪蒸油气摩尔分数 | 井流物摩尔分数 | 井流物含量 /（g • m$^{-3}$） | 组分 | 分离器气摩尔分数 | 闪蒸油气摩尔分数 | 井流物摩尔分数 | 井流物含量 /（g • m$^{-3}$） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $N_2$ | 0.251 6% | 0.038 0% | 0.251 4% | 2.927 6 | $C_{14}$ | 0 | 4.204 2% | 0.003 3% | 0.276 0 |
| $CO_2$ | 4.204 8% | 0.478 4% | 4.201 8% | 76.870 4 | $C_{15}$ | 0 | 3.852 6% | 0.003 1% | 0.270 8 |
| $H_2S$ | 2.984 0% | 0.186 7% | 2.981 8% | 42.238 0 | $C_{16}$ | 0 | 2.212 6% | 0.001 8% | 0.165 8 |
| $C_1$ | 90.035 4% | 9.615 1% | 89.971 3% | 600.010 6 | $C_{17}$ | 0 | 1.431 1% | 0.001 1% | 0.113 9 |
| $C_2$ | 1.836 4% | 0.236 7% | 1.835 2% | 22.939 2 | $C_{18}$ | 0 | 1.044 1% | 0.000 8% | 0.087 9 |
| $C_3$ | 0.316 3% | 0.163 1% | 0.316 2% | 5.796 4 | $C_{19}$ | 0 | 0.546 5% | 0.000 4% | 0.048 6 |
| $iC_4$ | 0.058 4% | 0.120 4% | 0.058 5% | 1.412 3 | $C_{20}$ | 0 | 0.496 3% | 0.000 4% | 0.046 4 |
| $nC_4$ | 0.072 2% | 0.268 3% | 0.072 3% | 1.748 0 | $C_{21}$ | 0 | 0.296 9% | 0.000 2% | 0.029 1 |
| $iC_5$ | 0.030 1% | 0.361 4% | 0.030 3% | 0.909 4 | $C_{22}$ | 0 | 0.225 2% | 0.000 2% | 0.023 1 |
| $nC_5$ | 0.023 4% | 0.387 5% | 0.023 7% | 0.710 2 | $C_{23}$ | 0 | 0.141 5% | 0.000 1% | 0.015 2 |
| $C_6$ | 0.019 9% | 1.343 2% | 0.020 9% | 0.748 9 | $C_{24}$ | 0 | 0.107 0% | 0.000 1% | 0.012 0 |
| $C_7$ | 0.087 7% | 5.557 2% | 0.092 1% | 3.834 4 | $C_{25}$ | 0 | 0.068 3% | 0.000 1% | 0.008 0 |
| $C_8$ | 0.060 5% | 14.396 7% | 0.071 9% | 3.415 3 | $C_{26}$ | 0 | 0.048 1% | 0.000 0% | 0.005 8 |
| $C_9$ | 0.014 4% | 14.748 4% | 0.026 1% | 1.392 5 | $C_{27}$ | 0 | 0.020 9% | 0.000 0% | 0.002 6 |
| $C_{10}$ | 0.005 0% | 13.530 4% | 0.015 8% | 0.934 7 | $C_{28}$ | 0 | 0.008 3% | 0.000 0% | 0.001 1 |
| $C_{11}$ | 0 | 9.921 5% | 0.007 9% | 0.513 0 | $C_{29}$ | 0 | 0.002 2% | 0.000 0% | 0.000 3 |
| $C_{12}$ | 0 | 8.701 7% | 0.006 9% | 0.490 5 | $C_{30}$ | 0 | 0.000 9% | 0.000 0% | 0.000 1 |
| $C_{13}$ | 0 | 5.238 7% | 0.004 2% | 0.319 6 | 合 计 | 100.000 0% | 100.000 0% | 100.000 0% | 0.000 0 |

注：$C_5^+$ 分子量为 111.01 g/mol；井流物分子量为 18.48 g/mol；$C_7^+$ 分子量为 122.08 g/mol；凝析油潜含量（$C_5^+$）为 14.38 g/m$^3$

量为 77.27 g/m$^3$。即

$$\Pi = \frac{162}{85} \times \left(0.03 \times 9.7 \times 1.94 + 0.03 \times 1.5 \times 11.45 + 47 \times 0.699\ 6\right) + 10 \times \frac{0.4 \times 75}{24.04} = 77.27$$

### 3.4　中方计算结果与对比

在《凝析气田凝析气含量研究》第“VII.12.1 确定油层气和潜在凝析油成分”章节提供的天然气和井流物组分组成数据如表 5 所示。

将文献中的组分分析和井流物数据及生产数据，代入中方计算方法得到井流物分子量为 19.81 g/mol，井流物 $C_5^+$ 分子量为 82.21 g/mol，凝析油潜含量为 76.21 g/m$^3$, 计算结果如表 6 所示。

按俄罗斯天然气工业部和全苏天然气科学研究院的实验方法和计算公式，得到的凝析油潜含量为 77.27 g/m$^3$，按中方计算方法得到的凝析油潜含量为 76.21 g/m$^3$，双方的计算结果具有很好的一致性。俄方将 $C_5^+$ 分子量假定为 80 g/mol，按中方实际计算结果为 82.21 g/mol，其结果也较吻合。根据阿姆河天然气公司流体分析规范要求，其天然气组分要求分析到 $C_{10}^+$，凝析油组分要求分析超过 $C_{30}^+$。这表明中方的计算精度更高，计算结果更加可靠。

表 5　天然气和井流物组成数据表

| 组分 | 组分分子量 /（g • mol$^{-1}$） | 分离器气摩尔分数 | 井流物摩尔分数 |
|---|---|---|---|
| $N_2$ | 28.0134 | 5.06% | 4.58% |
| $CO_2$ | 44.0090 | 0.60% | 0.59% |
| $C_1$ | 16.0426 | 87.18% | 85.20% |
| $C_2$ | 30.0694 | 4.80% | 4.96% |
| $C_3$ | 44.0962 | 1.41% | 1.67% |
| $iC_4$ | 58.1230 | 0.21% | 0.29% |
| $nC_4$ | 58.1230 | 0.34% | 0.49% |
| $iC_5$ | 72.1498 | 0.11% | 0.31% |
| $nC_5$ | 72.1498 | 0.10% | 0.32% |
| $C_6^+$ | 86.1766 | 0.19% | 1.60% |

在成功解决萨曼杰佩气田凝析油潜含量问题基础上，阿姆河公司流体分析实验室先后完成了阿姆河

表 6　中方凝析油潜含量计算结果表

| 井流物组分 | 组分分子量 /（g • mol$^{-1}$） | 井流物摩尔分数 | 井流物含量 /（g • mol$^{-1}$） | 井流物含量 /（g • m$^{-3}$） |
|---|---|---|---|---|
| $N_2$ | 28.013 4 | 4.580 0% | 1.283 0 | 53.334 9 |
| $CO_2$ | 44.009 0 | 0.590 0% | 0.259 7 | 10.793 8 |
| $C_1$ | 16.042 6 | 85.200 0% | 13.668 3 | 568.191 0 |
| $C_2$ | 30.069 4 | 4.960 0% | 1.491 4 | 61.999 3 |
| $C_3$ | 44.096 2 | 1.670 0% | 0.736 4 | 30.612 4 |
| $iC_4$ | 58.123 0 | 0.290 0% | 0.168 6 | 7.006 9 |
| $nC_4$ | 58.123 0 | 0.490 0% | 0.284 8 | 11.839 2 |
| $iC_5$ | 72.149 8 | 0.310 0% | 0.223 7 | 9.297 7 |
| $nC_5$ | 72.149 8 | 0.320 0% | 0.230 9 | 9.597 7 |
| $C_6^+$ | 86.176 6 | 1.600 0% | 1.378 8 | 57.317 8 |

注：井流物分子量为 19.81 g/mol；井流物分子量（$C_5^+$）为 82.21 g/mol；凝析油潜含量（$C_5^+$）为 76.21 g/m$^3$

右岸 A 区和 B 区萨曼杰佩、基斯图凡、贾迪恩、北贾迪恩、北法拉普、皮尔古伊、别列克特利、吉尔桑、杨古依、查什古伊、伊拉曼、奥加尔雷、别希尔、霍贾古尔卢克、阿盖雷、南霍贾母巴兹等气田 100 多口井次的现场取样、组分分析、闪蒸分离实验、井流物组分组成计算，并确定了凝析油潜含量，实验结果为中国石油阿姆河天然气公司 A 区扩能改造和 B 区二期工程建设提供了重要的基础数据和技术支持。

## 4　结论

通过建立地层流体取样规范和地层流体高压物性分析实验方法，圆满解决了萨曼杰佩气田凝析油潜含量和凝析油产量这一重大技术难题。参考俄罗斯天然气工业部相关标准和指南，利用相关生产和实验数据进行对比计算，得到的结果相当一致。

阿姆河右岸萨曼杰佩气田凝析油潜含量问题的成功解决，不仅为阿姆河天然气公司 B 区开发方案设计、产能建设和 A 区扩能改造提供了重要的基础数据和技术支持，而且证明了中国石油在大型、特大型油气田勘探开发、工程设计、油气田建设方面具有较高的技术能力和管理水平。

作为阿姆河右岸天然气项目的合同者和作业者，中国石油阿姆河天然气公司生产的天然气通过中亚天然气管道输向中国内地，成为华东和华南地区包括深圳和香港等特大城市天然气的主供气源。该项目已成为我国实施“一带一路”战略在中亚地区的重要节点并取得了重大成就，不仅为当地提供了大量就业岗位，有效地促进了当地经济和社会发展，而且极大地缓解了我国天然气供需矛盾，受益人口上亿。

### 符　号　说　明

$V_{ot}$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油体积，m$^3$；$W_{ot}$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油量，g；$\rho_{ot}$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油密度（20 ℃），g • cm$^{-3}$；$B_{os}$ 表示分离器凝析油体积系数，m • m$^{-3}$；$V_{os}$ 表示闪蒸脱气实验消耗的凝析油体积，cm$^3$；$V_{ot}$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油体积，cm$^3$；$GOR_t$ 表示闪蒸脱气气油比，m$^3$ • m$^{-3}$；$T_0$ 表示标准温度，取 293.15 K；$p_1$ 表示大气压力，MPa；$V_1$ 表示闪蒸脱气脱出的气体在室温和大气压力下的体积，cm$^3$；$p_0$ 表示标准压力，取 0.101 MPa；$T_1$ 表示室温，K；$X_{ti}$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油 $i$ 组分的摩尔分数，无量纲；$X_{wi}$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油 $i$ 组分的质量分数，无量纲；$M_i$ 表示闪蒸脱气脱出的凝析油 $i$ 组分的分子质量，g • mol$^{-1}$；$X_{si}$ 表示分离器油 $i$ 组分的摩尔分数，无量纲；$Y_{ti}$ 表示闪蒸脱气脱出的天然气 $i$ 组分的摩尔分数，无量纲；$M_{ot}$ 表示闪蒸脱气凝析油的平均相对摩尔质量，g • mol$^{-1}$；$X_{fi}$ 表示井流物 $i$ 组分的摩尔分数，无量纲；$GOR_s$ 表示生产气油比，m$^3$ • m$^{-3}$；$Y_{si}$ 表示分离器分离的天然气 $i$ 组分的摩尔分数，无量纲；$M_{C_5^+}$ 表示井流物 $C_5^+$ 以上累计组分含量，g • mol$^{-1}$；$W_{C_5^+}$ 表示井流物 $C_5^+$ 以上累计组分含量，g • m$^{-3}$；$\Pi$ 表示凝析油潜含量，g • m$^{-3}$；$q$ 表示井场分离器析出的凝析油量，cm$^3$ • m$^{-3}$；$V$ 表示取样器的容积，cm$^3$；$a$ 表示在标准条件下对凝析油进行脱气处理获得的气体体积，L；$\delta$ 表示对脱气后的凝析油进行脱丁烷处理后获得的气体体积，L；$\beta$ 表示脱丁烷凝析油析出量，cm$^3$，$\rho_4^{20}$ 表示凝析油密度，g • cm$^{-3}$；$M_3$ 表示在－15℃条件下从标准曲线上得到的 $C_5^+$ 分子量，g • mol$^{-1}$，$L_1$ 表示在取样容器中收集潜在凝析油并对凝析油进行脱气处理获得的气体体积，L；$L_2$ 表示在 $C_5^+$ 中脱丁烷后获得的天然气摩尔百分含量；$L_3$ 表示在 $C_5^+$ 中分离出的天然气摩尔百分含量。

### 参　考　文　献

[1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局，中国国家标

准化管理委员会 . 油气藏流体物性分析方法 : GB/T 26981—2011[S]. 北京 : 中国标准出版社 , 2012.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the PRC & Standardization Administration of the PRC. Test method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981-2011[S]. Beijing: China Standards Press, 2012.

[ 2 ] 国家能源局 . 油气藏流体取样方法 : SY/T 5154—2014[S]. 北京 : 石油工业出版社 , 2015.
National Energy Administration. Sampling procedures for hydrocarbon reservoir fluids: SY/T 5154-2014[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.

[ 3 ] 刘文伟 , 裴红 . 吉拉克凝析气田地面工艺技术 [J]. 石油规划设计 , 2006,17(6): 19-21.
Liu Wenwei & Pei Hong. Surface facilities technology for Jilake condensate gas field[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2006,17(6): 19-21.

[ 4 ] 马永祥 . 凝析气藏开发中的流体解析技术 [J]. 断块油气田 , 1999, 6(5): 27-32.
Ma Yongxiang. The fluid analytic technology in condensate gas reservoir production[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 1999, 6(5): 27-32.

[ 5 ] 刘东 , 张久存 , 王永红 . 凝析气井气窜后的产能变化特征及调整效果 [J]. 大庆石油地质与开发 , 2009, 28(3): 70-73.
Liu Dong, Zhang Jiucun & Wang Yonghong. Productivity variations and adjustment effects of condensate gas wells after gas breakthrough[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(3): 70-73.

[ 6 ] 赵忠德 , 王保群 , 韩坤 , 艾勇 . 中国天然气储运设施建设对东北亚天然气市场的影响 [J]. 石油规划设计 , 2016, 27(1): 5-9.
Zhao Zhongde, Wang Baoqun, Han Kun & Ai Yong. The impact of natural gas storage and transportation facilities in China on natural gas market of Northeast Asia[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2016, 27(1): 5-9.

[ 7 ] 李士伦 , 王鸣华 , 何江川 . 气田与凝析气田开发 [M]. 北京 : 石油工业出版社 , 2004.
Li Shilun, Wang Minghua & He Jiangchuan. Gas field and condensate gas field development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[ 8 ] 张培军 , 高仪君 , 万翠蓉 , 刘荣和 , 张李 , 李洪玺 . 阿姆河右岸奥贾尔雷气田气井生产异常压力产生原因及对策 [J]. 天然气工业 , 2016, 36(10): 77-84.
Zhang Peijun, Gao Yijun, Wan Cuirong, Liu Ronghe, Zhang Li & Li Hongxi. Origins of and countermeasures for the abnormal pressures in well production of the Ojarly gas field in the Right Bank of the Amu-Darya River, Turkmenistan[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 77-84.

[ 9 ] 周克明 . 中国石油阿姆河天然气公司流体分析实验规范 [R]. 北京 : 中国石油（土库曼斯坦）阿姆河天然气公司 , 2011.
Zhou Keming. Experimental specification for fluid analysis of Amu Darya Natural Gas Company, PetroChina[R]. Beijing: CNPC Turkmenistan Amu Darya Natural Gas Company, 2011.

[10] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 , 中国国家标准化管理委员会 . 天然气的组成分析气相色谱法 : GB/T 13610—2014[S]. 北京 : 中国标准出版社 , 2015.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the PRC & Standardization Administration of the PRC. Analysis of natural gas Composition—Gas chromatography: GB/T 13610-2014[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.

[11] 中华人民共和国国家发展和改革委员会 . 石油和沉积有机质烃类气相色谱分析方法 : SY/T 5779—2008[S]. 北京 : 石油工业出版社 , 2008.
National Development and Reform Commission. Analytical method of hydrocarbons in petroleum and sediment by gas chromatography: SY/T 5779-2008[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.

[12] СтарощельскийВИ, ЮшкинВЮ.Расчет балансовых запасов и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутана и т. д. инеуглеводородных компонентов,руководство по методу о пределения потенциального содержания ихв пластовом газе[S].Москва: Всесоюзныйнаучно - исследовательский институт природного газа, 1984г.

[13] Сергей, Андрей. Исследование газоконденсатных мессторождений на газоконденсатоность—Методы промысловых исследований на газоконденсатность[M]. Москва: Издательство не известно, Год издания не исвестен.

（修改回稿日期 2018-03-12 编 辑 **韩晓渝**）