

# KT1 井四阀一封裸眼地层测试技术

庞振力<sup>1</sup>, 彭勇<sup>1</sup>, 黄忠辉<sup>2</sup>, 冀海洋<sup>3</sup>, 蔡晓伟<sup>2</sup>, 李燕<sup>2</sup>

- 1. 中国石油集团海洋工程有限公司 天津 300451
- 2. 中国石油集团渤海钻探井下作业分公司 河北任丘 062552
- 3. 中国石油集团渤海钻探油气井测试分公司 河北廊坊 065007

通讯作者: Email: pangzl01.cpo@cnpc.com.cn

项目支持: 中国石油集团海洋工程有限公司天津分公司科技研发项目“海上高温高压超深井测试关键技术研究与应用”(202302-0203)

引用: 庞振力, 彭勇, 黄忠辉, 等. KT1 井四阀一封裸眼地层测试技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(2): 19-23.

Cite: PANG Zhenli, PENG Yong, HUANG Zhonghui, et al. Four-valve one-packer open-hole testing technology for Well KT1[J]. Well Testing, 2023, 32(2): 19-23.

**摘要** 中途测试通井管柱、刮削管柱、试油测试管柱受裸眼段限制, 试油难度不断加大; 同时, 中途测试施工时存在裸眼段井眼易垮塌、泥浆容易沉淀、替液压力高等难点。在分析中途测试工艺现状基础上, 针对 KT1 井裸眼地层测试的技术难点, 提出了对该井进行完整性分析、优选井下工具、校核管柱强度及采取替液保障措施的技术对策。该井测试管柱采用加强型 Champ-V 封隔器及 E 型替液阀, RDS 循环阀、RD 循环阀组合使用, 优选“四阀一封”坐套测裸测试工艺, 采用二开二关工作制度, 工艺成功, 取全取准了测试地质资料。该技术为同类高温高压超深井中途测试提供了技术借鉴。

**关键词** 中途测试; 难点分析; 完整性分析; 管柱强度校核; 替液措施; 工具优选; 现场应用; 四阀一封

**中图分类号:** TE357      **文献标识码:** B      **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.02.004

## Four-valve one-packer open-hole testing technology for Well KT1

PANG Zhenli<sup>1</sup>, PENG Yong<sup>1</sup>, HUANG Zhonghui<sup>2</sup>, JI Haiyang<sup>3</sup>, CAI Xiaowei<sup>2</sup>, LI Yan<sup>2</sup>

- 1. PetroChina Offshore Engineering Co., Ltd., Tianjin 300451, China
- 2. Downhole Services Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Renqiu, Hebei 062552, China
- 3. Well Testing Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Langfang, Hebei 065007, China

**Abstract:** Drill stem test (DST) is challenged by the limitations of open-hole to drifting string, scraping string and oil testing string. Moreover, it faces the risks such as collapse of open-hole section, settling of slurry, and high displacement pressure. Based on the analysis of existing DST technologies, this paper proposes the technical solutions to open-hole testing in Well KT1, including integrity analysis, selection of optimal downhole tools, verification of string strength, and adoption of measures to ensure displacement fluid. Ultimately, this well was tested using the four-valve one packer open-hole testing technology consisting of a reinforced Champ-V packer, an E-type displacement fluid valve, and the combination of RDS and RD circulating valves, with the support of two-open and two-close working system. The successful application of this technology enabled the accurate acquisition of complete geological data. This technology provides a reference for DST of similar ultra-deep, high-temperature and high-pressure wells.

**Keywords:** DST; difficulty analysis; integrity analysis; verification of string strength; displacement; tool optimization; field application; four-valve one-packer

中生界储层具有埋藏深(5 800~6 500 m)、温度高(150~210 ℃)、压力高(70~100 MPa)、渗透率低的特点, 勘探目标比较复杂, 使得试油测试作业难度大、风险高。随着高温高压超深层和复杂岩性油气资源成为新的勘探领域, 油气井完钻井深不断增加, 井底温度和压力不断增大, 勘探目标越来越复杂, 勘探难度进一步增加。中海油在古生界潜山地

层发现大型油气田, 逐渐树立了深层找油气理念, 深层油气高温高压环境下, 中途测试通井管柱、刮削管柱、试油测试管柱受裸眼段限制, 与常规套管完井相比井筒条件更加复杂<sup>[1-2]</sup>。同时, 中途测试施工时存在裸眼段井眼易垮塌、泥浆容易沉淀、替液压力高等难点。这些技术瓶颈制约着中途测试作业能否安全顺利的开展。

针对川西地区超深高温高压气井完井试油面临多层试油施工周期长、压井作业次数多、小井眼环空间隙小、压力操作窗口窄以及对射孔器材、井下工具、试油工作液耐温性能要求高等难点,形成了深井超深井 APR 测试工艺技术、试油完井一体化技术<sup>[3]</sup>。贺秋云等<sup>[4]</sup>对高温高压井 APR 试油测试管柱中伸缩管作用机理进行了分析,为了保障管柱在作业期间受力稳定,在管柱中设置伸缩管来补偿管柱的长度变化。庞振力等<sup>[5]</sup>针对渤海湾滩海高温高压及超深井,优化了试油测试管柱工艺技术。王福国等<sup>[6]</sup>针对 SX58 井系统开展了三高井试油设计优化,井筒评价,试油完井管柱设计、井口及测试流程配套等技术研究工作。吴志均等<sup>[7]</sup>针对明格布拉克构造上的一口“五高”深井,优选试油方案,采用射孔测试联作技术、“两关一开”工作制度和“三阀一封”管柱结构,实现了高含  $H_2S$  和高含盐的“五高”深井技术突破。熊和贵等<sup>[8]</sup>针对西部超深超高压高温气井,优化出“两阀一封”、“三阀一封”、“四阀一封”和“五阀一封”测试管柱,并在地面装置配备高压控制头和采气井口。郭秀庭等<sup>[9]</sup>针对大港油田特点,进行了试油套管强度校核。阎根岐等<sup>[10]</sup>针对超深超高压高温井试油,开展了射孔-测试联作工艺研究。窦益华等<sup>[11-12]</sup>针对高温高压深井,进行管柱轴向屈曲分析,并对井下套管磨损深度及剩余强度进行分析。刘延鑫<sup>[13]</sup>等针对深井试油管柱进行了力学分析,给出了试油井下管柱轴向受力、变形、应力计算方法。

本文在以上成果的基础上,通过对古生界中途测试工艺及其配套技术的总结分析,满足了对中生界储层的中途测试需求,为后期中生界、古生界的高温高压超深井中途测试提供了有力的技术支撑。

## 1 中途测试工艺现状分析

高温高压超深井中途测试作业需要耐高温高压井下测试工具。目前国内测试工具耐温耐压等级达到 204℃、105 MPa,基本满足渤海湾高温高压超深井试油测试需求。但受井下高温高压及高密度试油工作液的影响,井下测试管柱受力复杂,施工风险大、测试失败率较高,因此,按照中石油企业标准要求,高温高压超深井测试作业在满足基本地质要求的前提下,要最大程度地简化试油测试管柱结构,确保井控有效,安全第一,技术适用,优先考虑“一开一关”测试制度,排液时若不能自喷,则采

用连续油管进行氮气气举排液,达到录取试油测试资料的目的。

目前,裸眼封隔器耐温、耐压等级不满足高温高压需求,超深井裸眼层容易垮塌,因此,中生界高温高压裸眼层测试通常采用“坐套测裸”的测试工艺。

## 2 技术难点分析

KT1 井是滩海葵花岛构造带一口风险探井。该井完钻井深 5 835.0 m,试油测试目的层 5 670.2~5 835.0 m,目的层地层压力 99.8 MPa,地层压力系数 1.7;地层温度 195℃,地温梯度 3.42℃/100 m;井身结构为: $\phi 244.5\text{ mm} \times 3\ 828\text{ m} + \phi 177.8\text{ mm} \times (3\ 825 \sim 5\ 670.2\text{ m})$ ,采用四阀一封坐套测裸测试工艺,管柱结构自上而下为:RDS 阀+RD 阀+E 型替液阀+RTTS 安全接头+Champ 封隔器+筛管+捕球器+压力计托筒+笔尖。

### 2.1 井屏障风险大

本井油层套管、油管非气密扣,一旦发生泄漏,易出现油管与油层套管、油层套管与技术套管、技术套管与表层套管之间环空带压,压力过高造成油气泄漏,污染海洋,泄漏严重可能导致井的报废。

### 2.2 温度高、压力高、作业风险大

试油测试层预测地层压力 86.7 MPa,按照井筒内充满气体计算,地质设计预计最大关井井口压力为 69.7 MPa。预测地层温度 191℃,属于超高温高压气井,超高温高压井筒条件下对测试工具的密封件耐温性能、管柱完整性要求极高,且该井油层套管、套管头、防喷器等压力等级均为 70 MPa,作业风险大。

起刮削管柱、下测试管柱、换装井口、连接地面流程到替液需要一周时间,为保证替液顺利,对高密度钻井液的长期高温稳定性要求极高。

### 2.3 工具易失效

高密度钻井液超高温高压稳定性差,长期静止容易出现沉淀,造成 RDS 循环阀、RD 循环阀破裂盘无法打开,从而造成无法循环压井,造成封隔器被埋或解封困难,引起井下复杂情况。

采用 E 型阀替液造负压,对施工排量要求极高,大排量容易造成 RD 循环阀、RDS 循环阀破裂盘提前打破造成测试失败,也容易对管柱轴向缩短变形转化为轴向拉力,影响封隔器密封性能,引起封隔器失封。

2.4 替液难度大

替液过程中高泵压低排量,容易造成憋泵或超压,造成循环阀破裂盘提前打破,测试管柱失效。替液过程中,需控制油压,高密度钻井液刺坏油嘴管汇可调油嘴,控压不准确,地层油气提前进入测试管柱,造成替液失败。

3 技术对策

针对 KT1 井裸眼地层测试的技术难点,需对井进行完整性分析、优选井下工具、校核管柱强度,并采取替液保障措施。

3.1 井完整性分析

作业前开展井屏障部件评价,第一井屏障钻井液密度 1.7~1.72 g/cm<sup>3</sup>,压井液柱压力高于地层压力。采用室内试验方法,高温(190℃)静止稳定 5 d 内无沉降,性能稳定。第二井屏障回接油层套管强度、回接油层套管固井质量、悬挂油层套管强度、悬挂固井质量、套管头、防喷器等井屏障部件进行评价分析。根据评价结果本井第一井屏障合格,第二井屏障不合格,悬挂套管及设计中的回接套管均为梯形扣,不满足高压气井气密封要求,施工过程中应严格监控各环空压力,一旦发现地层天然气泄露至油套环空,应立即中止测试,确保井控安全。

3.2 优选井下工具

在常规“三阀一封”的测试管柱基础上增加液压循环阀后升级为“四阀一封”,液压循环阀和 RD 循环阀的功能互补,形成双保险。此外,考虑到该井超高温高压,优选加强型 RDS 循环阀、RD 循环阀,芯轴密封性进行改进、加强,在抗内压、抗外挤强度等方面均有所提升。改进工具的芯轴由原来的单“O”型圈密封改为双“O”型圈密封,提高芯轴的密封性能,防止高温高压下单密封圈失效造成芯轴无法下移,进一步提高工具可靠性(见表 1)。

表 1 加强型循环阀参数表

Table 1 Parameters of reinforced circulating valves

名称	抗内压/ MPa	抗外挤/ MPa	抗拉/ T	耐温/ ℃
普通 RD 阀/加强 RD 阀	162/200	151/197	83.2	204
普通 RDS 阀/加强 RDS 阀	162/200	151/197	83.2	204

3.3 管柱强度校核

依据井身结构及结合录取地质资料的要求,优化试油测试管柱为 φ88.9 mm 油管+φ73.02 mm 油管+“四阀一封”复合管柱,在此基础上进行管柱力学校核以保证管柱能满足替液、测试、关井工况,环

空不施加平衡压力,封隔器以上管柱三轴应力安全系数均大于 1.5 的标准要求。各工况三轴校核见图 1。

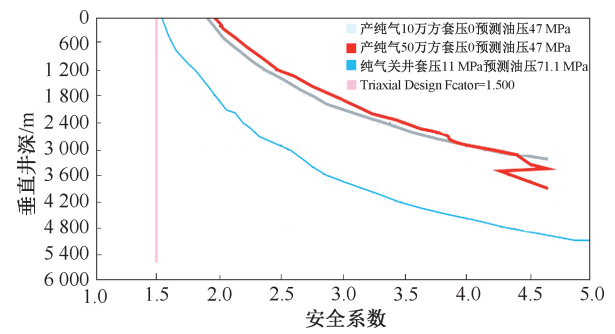


图 1 各工况下封隔器以上管柱三轴应力安全系数分布图  
Fig. 1 Distribution of triaxial stress safety coefficient of the pipe string above the packer under various working conditions

考虑测试工况中,温度效应导致管柱变形量对封隔器轴向载荷的影响,对不同产量下封隔器以上油管伸缩量进行计算,得出不同工况、产量下封隔器以上油管变形量为 1.237~3.619 m,轴向载荷为 39~43 t,产纯气 10×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,套压为 0,预测油压 47 MPa,封隔器以上管柱变形量为 1.237 m;产纯气 50×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,套压为 0,预测油压 47 MPa,封隔器以上管柱变形量为 3.619 m。封隔器以上油管变形量以及封隔器处轴向载荷在不同工况下均处于可控状态,能够满足安全要求。作业过程中封隔器上下压差在 30 MPa 以内,封隔器以上油管缩短量以及封隔器处轴向载荷在不同工况下均处于可控状态,能够满足安全要求。

3.4 替液保障措施

替液前,提前做试油工作液与钻井液配伍性试验;替液期间,先替低密度隔离液再替试油工作液;严格控制井口回压,保证井底压力略大于地层压力;严格对泵车进行限压,避免泵压突然升高而打开 RDS 阀;采用泥浆泵、600 泵、固井泵三泵轮流施工的方式,层层保障替液施工顺利进行。

4 现场应用

KT1 井是滩海东部凹陷葵花岛构造带葵花 18 北圈闭中生界勘探的第一口风险探井,完钻井深 5 835 m,测试层段为中生界裸眼段 5 670.2~5 835 m,优选“四阀一封”测试工艺,对测试管柱结构进行了优化<sup>[14]</sup>:(1)采用哈里伯顿加强型 Champ-V 封隔器作为 APR 测试管柱封隔工具。针对 Champ-V 封隔器胶筒长期耐温性差的问题,优选 Aflas 材质金属网



支撑整体式胶筒,胶筒结构由三胶筒结构改为单胶筒 Mesh 结构,密封圈选用全氟醚胶圈取代 600 氟橡胶圈,提升封隔器长期密封可靠性,改进后长期耐温由 177 ℃ 增至 204 ℃,胶筒上下压差达到 105 MPa,保障了其在高温工况下的使用性能,并且具备防硫、防酸性能,满足高温高压超深井测试需求。

(2) RDS 循环阀、RD 循环阀组合使用,针对工具芯轴及芯轴上下空气腔耐压级别,对芯轴材质、密封结构以及密封圈组合方式进行升级,将芯轴材质由抗腐蚀性差、耐磨性低的合金钢材质更换为抗腐蚀性强的 718 镍基合金,芯轴承压能力提升至 200 MPa,同时改进芯轴上下空气腔密封结构,由单密封改为双密封,极大提升芯轴整体密封能力。(3) 采用 E 型替液阀确保替液过程的井控安全。为防止替液时不同工作液体体系之间产生混浆沉淀埋卡封隔器,E 型阀的位置尽量靠近封隔器。

该井采用“四阀一封”坐套测裸测试工艺,其管柱结构见图 2。

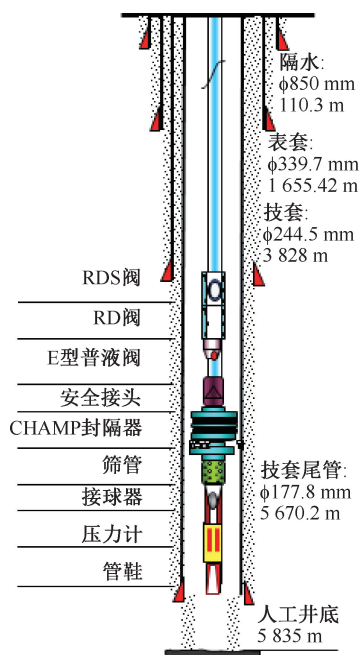


图 2 四阀一封坐套测裸测试管柱结构图

Fig. 2 Structural diagram of the four-valve one-packer open-hole testing string

采用二开二关工作制度,封隔器坐封位置 5 418.32 m。压井液为钻井液,相对密度 1.74。测试前未加液垫,用密度 1.74 g/cm<sup>3</sup> 钻井液反循环洗井后,用 1.0 g/cm<sup>3</sup> 的隔离液 6 m<sup>3</sup> 和 1.15 g/cm<sup>3</sup> 的试油工作液 100 m<sup>3</sup> 反替钻井液,替液结束,保持油套压,油管投 φ32 mm 钢球,油管打压 12 MPa 关闭 E 型替液阀;开井放喷求产采用 2.38 mm、1.59 mm、

7.94 mm、4.76 mm 油嘴以及敞放等多种制度。采用 7.94 mm 油嘴放喷计算无阻流量 21.9×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d。实测压力历史曲线见图 3。

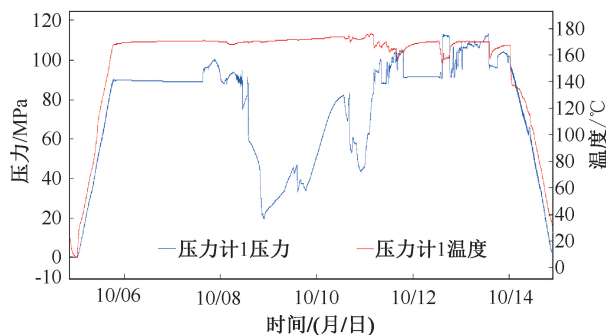


图 3 实测压力温度回放曲线

Fig. 3 Playback curve of measured pressure and temperature

由图 3 可以看出,该井四阀一封坐套测裸测试开关井操作准确,封隔器密封良好,取全取准了测试地质资料,达到了测试要求。

## 5 结论

(1) 通过工艺优化改进,首次实现在渤海湾高温高压井应用四阀一封替液造负压坐套测裸工艺,应用管柱力学分析软件开展三轴管柱力学核校及工具安全评价,为管柱结构设计及作业参数确定进行指导;首次开展井筒完整性评价,通过精心设计、管柱优化、工具优选,降低了井在全生命周期内地层流体不可控泄漏的风险,保证测试井在成功废弃前整个寿命期的安全可控。

(2) 通过优选加强型高温高压测试工具及试油工作液高温烘烤试验,既保证了测试成功率,又可保证封隔器顺利解封。

(3) 该井采用四阀一封替液造负压坐套测裸工艺的成功应用,为后期中生界、古生界的高温高压超深井中途测试提供了技术借鉴。

致谢:感谢海洋公司领导、同事在论文编写、修改过程中给出的建议;感谢海洋公司天津分公司同意本文公开发表。

## 参考文献

- [1] 庞振力,刘孝强,季鹏,等. 139.7 mm 套管高温高压测试封隔器研制[J]. 油气井测试, 2021, 30(6): 22-27.  
PANG Zhenli, LIU Xiaoqiang, JI Peng, et al. Development of high temperature and high pressure testing packer for casing with diameter of 139.7 mm [J]. Well Testing, 2021, 30(6): 22-27.

- [2] 庞振力,张谥,徐文光,等.一种适用于139.7 mm井眼自带旁通的高温高压封隔器[J].油气井测试,2022,31(2):13-18.  
PANG Zhenli, ZHANG Mi, XU Wenguang, et al. A high-temperature and high-pressure packer with bypass mechanism suitable for 139.7 mm borehole[J]. Well Testing, 2022, 31(2):13-18.
- [3] 龚浩,唐耿,张林,等.川西地区超深高温高压气井完井试油技术研究与应用[J].钻采工艺机械,2020,43(增):61-63.  
GONG Hao, TANG Geng, ZHANG Lin, et al. Research and application of well completion and testing technology for ultra-deep HTHP gas wells in western Sichuan area[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(S):61-63.
- [4] 贺秋云,黄靖富,吴军.高温高压井APR试油测试管柱中伸缩管作用机理分析[J].钻采工艺,2022,45(5):75-79.  
HE Qiuyun, HUANG Jingfu, WU Jun. Study on contribution of slip-joint to the APR well testing string in HPHT well[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(5):75-79.
- [5] 庞振力,刘孝强,季鹏.滩浅海高温高压超深井测试工艺应用浅析[J].当代化工研究,2021,99(22):148-149.  
PANG Zhenli, LIU Xiaoqiang, JI Peng. Analysis on application of testing technology of high-temperature, high-pressure and ultra-deep well in beach and shallow sea[J]. Modern Chemical Research, 2021, 99(22):148-149.
- [6] 王福国,袁贵德,靳周,等.英中地区高温高压高含硫SX58井试油测试工艺技术[J].油气井测试,2021,30(2):7-12.  
WANG Fuguo, YUAN Guide, JIN Zhou, et al. Production test technology of Well SX58 with high temperature, high pressure and high sulfur content in Yingzhong areal[J]. Well Testing, 2021, 30(2):7-12.
- [7] 吴志均,段德祥,王文广,等.明格布拉克构造“五高”深井试油测试技术[J].油气井测试,2020,29(2):13-20.  
WU Zhijun, DUAN Dexiang, WANG Wenguang, et al. The oil test technology for “five high” deep well in Mingbulak structure[J]. Well Testing, 2020, 29(2):13-20.
- [8] 熊和贵,高文祥,刘洪涛,等.超深超高压高温气井测试管柱配置技术[J].油气井测试,2015,24(5):52-53.  
XIONG Hegui, GAO Wenxiang, LIU Hongtao, et al. Configuration technology of well test string for deep ultrahigh pressure of high temperature gas well[J]. Well Testing, 2015, 24(5):52-53.
- [9] 郭秀庭,任世举,彭雪梅,等.大港油田高温深井试油套管管柱强度校核[J].油气井测试,2019,28(6):38-43.  
GUO Xiuting, REN Shiju, PENG Xuemei, et al. Strength check of casing in high temperature deep well test in Dagang Oilfield[J]. Well Testing, 2019, 28(6):38-43.
- [10] 阎根歧,谢宇,高尊升,等.超深超高压高温井试油工艺[J].油气井测试,2009,18(5):59-60.  
YAN Genqi, XIE Yu, GAO Zunsheng, et al. Well test technique applied in the super deep well with super high pressure and super high temperature[J]. Well Testing, 2009, 18(5):59-60.
- [11] 窦益华,张福祥.高温高压深井试油井下管柱力学分析及其应用[J].钻采工艺,2007,30(5):17-20.  
DOU Yihua, ZHANG Fuxiang. Mechanical analysis of well testing down-hole string in deep well with HTHP and its application[J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(5):17-20.
- [12] 窦益华,张福祥,王维君,等.井下套管磨损深度及剩余强度分析[J].石油钻采工艺,2007,29(4):36-39.  
DOU Yihua, ZHANG Fuxiang, WANG Weijun, et al. Analysis on wear depth and residual strength of downhole casing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(4):36-39.
- [13] 刘延鑫,王早祥,候乃贺,等.深井试油管柱力学分析及其应用[J].钻采工艺,2012,35(4):71-73.  
LIU Yanxin, WANG Hanxiang, HOU Naihe, et al. Mechanical analysis of oil test strings for deep wells and its application[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(4):71-73.
- [14] 高科超,尚锁贵,冯卫华,等.海上油田深层潜山裸眼测试管柱的应用与研究[J].钻采工艺,2018,41(1):62-64.  
GAO Kechao, SHANG Suogui, FENG Weihua, et al. Research on open hole testing string for deep buried hill formation at offshore oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(1):62-64.

编辑 刘振庆

**第一作者简介:**庞振力,男,工程师,本科,2008年毕业于重庆科技学院石油工程专业,主要从事现场试油测试施工、试井资料解释工作及油气藏研究。电话:18202209362;Email: pangz101.cpoe@cnpc.com.cn。通信地址:天津市塘沽区福建北路1019号石油科技大厦,邮政编码:300451。