

俄罗斯气田开发经验对我们的启示

胡文瑞¹ 马新华¹ 李景明² 刘晓华²
(1. 中国石油天然气股份有限公司 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院)

胡文瑞等. 俄罗斯气田开发经验对我们的启示. 天然气工业, 2008, 28(2): 1-6.

摘 要 俄罗斯是一个天然气资源十分丰富的国家,其储量和产量都居目前世界首位。该国在天然气勘探开发和天然气加工处理、天然气管道、地下储气库的建设和运营以及天然气国内国际营销等方面都拥有着丰富的经验,尤其是在酸性气田开发方面有着长期成功的生产管理经验。为此,介绍了俄罗斯天然气工业发展的历程,以及该国典型气田生产、气田开发技术、管理理念、人才储备等方面的经验和做法,以期对我国气田的开发和管理工作,尤其是大型气田的开发和管理工作有所启示。

主题词 俄罗斯 气田开发 气田建设 技术 企业管理 人才 储备 启示

一、俄罗斯气田基本情况

1. 俄罗斯天然气储量及产量情况

俄罗斯是一个天然气资源非常丰富的国家,其储量和产量都居目前世界首位。根据该国天然气工业股份有限公司(GAZPROM)的统计数据^[1],截至 2006 年底,俄罗斯天然气探明可采储量达 $47.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占世界天然气总储量的 26.5%。

俄罗斯天然气探明储量 90% 分布在陆地^[2], 10% 分布在海域。天然气主要集中分布在西西伯利亚(占 73%)和东西伯利亚(占 7%)地区,其次分布在巴伦支海(Barents Sea)、喀拉海(Kara Sea)和鄂霍次克海(Okhotsk)等海域。

俄罗斯的天然气资源主要集中在 21 个巨型气田和 118 个大型气田,591 个中、小型气田的储量仅占其总储量的 2.6%(表 1)。俄罗斯 2006 年天然气产量达 $6560 \times 10^8 \text{ m}^3$,占当年世界天然气总产量的 22%。

表 1 俄罗斯气田分类情况表

气田分类	探明储量(10^8 m^3)	个数(个)	占总储量比例(%)
巨型	>5000	21	74.1
大型	$300 \sim 5000$	118	23.3
中、小型	<300	591	2.6

2. 俄罗斯天然气工业发展历程简介

直到 20 世纪的 40~50 年代,前苏联还被认为

是一个天然气资源贫乏的国家,1950 年其天然气产量为 $57.61 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3],占当年世界天然气总产量的 3.11%;而到了 1989 年,其天然气产量为 $7969.82 \times 10^8 \text{ m}^3$,占当年世界天然气总产量的 37.92%。从一个被认为是天然气资源贫乏的国家发展到世界第一的天然气大国,经历了 50 a 的时间(图 1),可分为以下 3 个发展阶段。

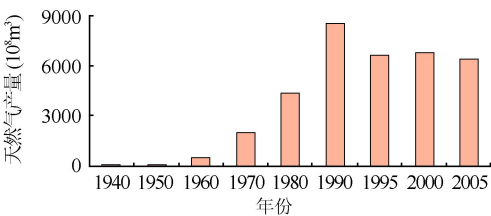


图 1 俄罗斯历年天然气产量图

(1)1940~1955 年,天然气发展初期阶段:1940 年以前以产溶解气为主。第二次世界大战期间巴库沦陷,前苏联油气勘探重点转向伏尔加—乌拉尔地区,在找油过程中发现了一些小气田。此阶段首次发现天然气的地区有:斯塔夫罗波尔、亚速夫—库班、布哈拉—希文、西西伯利亚含油气区。

(2)1956~1972 年,天然气高速发展准备阶段:1956 年,前苏联天然气的组织管理业务从石油部分出,成立了独立的天然气工业管理局,大大加速了天然气的勘探和开发步伐。在此期间,相继证实了中亚、西西伯利亚北部、东西伯利亚、奥伦堡、蒂曼—伯

作者简介: 胡文瑞,教授级高级工程师,国家突出贡献专家,中国石油天然气股份有限公司副总裁,本刊第六届编委会名誉主任;历任中国石油长庆油田公司总经理、中国石油勘探与生产分公司总经理。地址:(100011)北京市东城区安德路 16 号。

朝拉等富气区。天然气年产量从 $121 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增至 $2207 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(3)1972~1990 年,天然气高速发展阶段;由于中亚—哈萨克和西西伯利亚大气田的开发,使前苏联天然气年产量激增,从 $2207 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增至 $8510 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3.俄罗斯典型气田介绍

(1)乌连戈伊气田

乌连戈伊气田位于俄罗斯西西伯利亚北部,是俄罗斯最大的巨型气田^[4],也是目前世界上数一数

二的巨型气田。该气田构造面积逾 4000 km^2 ,探明天然气地质储量 $11.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,含气井段长达 3000 m ,纵向上有 5 套含气层系(表 2)。其中主力层系赛诺曼组(包括乌连戈伊区块、延—亚欣区块、北—乌连戈伊区块)是一个埋藏浅、储层物性好、气井产能高、具有统一气水界面的地层—块状底水气藏,于 1978 年投入开发,高峰产量曾达到 $2765 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,相当于俄罗斯当时全国天然气总产量的 50%。气田目前采出程度达 75%,已进入递减期。

表 2 乌连戈伊气田基本情况表

层位	区 块	储量 (10^{12} m^3)	储层埋深 (m)	流体类型	储层物性	备注
赛诺曼组	乌连戈伊	4.85	1100~1250	干气藏,CH ₄ 含量: 95.4%~99.3%	孔隙度:21%~27%	地层—块状 底水气藏
	延—亚欣	1.316			渗透率: $160 \times 10^{-3} \sim 550 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
	北—乌连戈伊	0.589			气层厚度:3~152 m	
下白垩统		1.6	1750~3100	凝析气藏	孔隙度:15%~16% 渗透率: $38 \times 10^{-3} \sim 45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
上侏罗统阿奇莫夫组		2.85	3150~3800		平均孔隙度:13%	异常高压气藏

(2)阿斯特拉罕高含硫凝析气田

该气田位于俄罗斯南部,在伏尔加河下游里海入海口处。该气田是俄罗斯、也是目前全世界已开发的最大高含硫酸性(毒性)气田。阿斯特拉罕凝析气田发现于 1976 年,储量为 $3.8 \times 10^{12} \sim 4.21 \times 10^{12} \text{ m}^3$,1986 年 12 月投入试采;产层为巴什基尔组碳酸盐岩,埋深 3700~4000 m,加权平均平面(海拔—4015 m)上的地层压力为 61.2 MPa,压力系数 1.5,属于超高压气田。地层流体中 H₂S 含量为 16%~32%,CO₂ 含量为 14%~21%。局部地区酸性气体含量(H₂S+CO₂)最高达 50%。该气田现有生产井 128 口,平均单井日产气 $25 \times 10^4 \text{ m}^3$,年产天然气 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油 $300 \times 10^4 \text{ t}$ 、硫磺 $400 \times 10^4 \text{ t}$,目前采出程度为 4%(表 3)。

4.俄罗斯气田开发技术

俄罗斯天然气工业科研工作的特点是,既重视基础理论和新技术、新工艺等方面的研究,也重视生产应用研究。

(1)实验及基础理论研究

在实验研究方面,设有实验及原型研发基地、分析中心等,在地下储气库技术、管道阴极保护、长输管道防腐蚀及寿命研究、固井技术及水泥浆研究、新型管材等方面有着令人瞩目的研究成果。比如在用于防腐的缓蚀剂应用研究方面已形成了一个系列:从基础研究到室内实验(图2),再到工业生产装置上

表 3 阿斯特拉罕气田基本情况表^[5]

参 数	数 值
含气层厚度(m)	330
含气面积(km ²)	2450
平均有效厚度(m)	102
储层孔隙度的加权平均数	0.102
原始地层压力(MPa)	61.18
在加权平均面上的地层温度(℃)	111
开始冷凝的压力(MPa)	39~44
分离气体的初始重烃(C ₅ ⁺)含量(g/m ³)	255
天然气预处理装置带内计算的 平均原始渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.82~1.7
井深(m)	4100

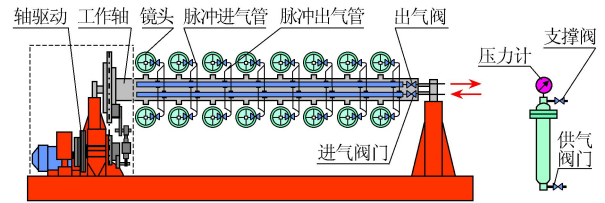


图 2 缓蚀剂研究实验台示意图

的生产试验,大大加速了基础试验研究成果向工业实际应用的转换节奏。

在基础理论研究方面,为了适应高酸性气田、凝析气田、超高压气田的开发需要,在物理化学、地层和地层流体力学与热力学、渗流理论等方面有着雄厚的基础理论研究实力(比如针对地层多组分系统

复杂相变的数学研究)。

(2)酸性条件、高温高压条件下的钻完井技术

在超高压气藏钻井过程中注重对压力的分析与控制(图 3)。在高含硫气井钻井过程中强调对付 H₂S 的方法,包括钻井泥浆中加入硫化氢中和剂(图 4)、缓蚀剂,采用耐腐蚀的材质等。

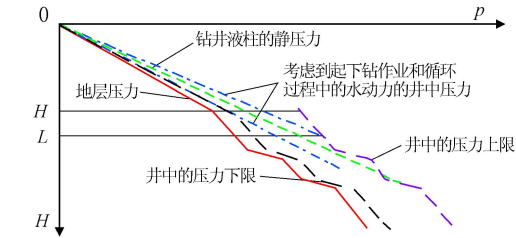


图 3 田吉兹油田钻井过程中产层内和井中的压力图

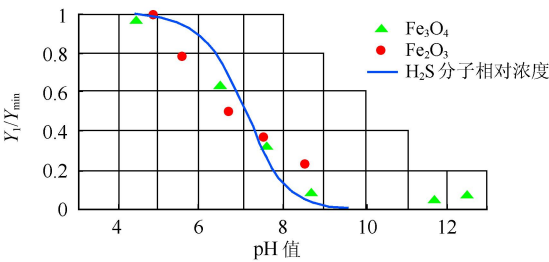


图 4 H₂S 分子相对浓度与铁氧化物中和剂的 pH 值关系图

(3)复杂气田的采气工艺技术

1)腐蚀及防护措施

在腐蚀的防护方面,除了按标准选择材质之外,比较注重缓蚀剂、内防腐涂层的研制和应用。尤其是对缓蚀剂的使用,认为缓蚀剂可以实现气田长期有效防腐且成本低(图 5)。比如阿斯特拉罕气田,除了重视高效缓蚀剂的研制外,还探索出了气井中缓蚀剂的加注方法(图 6)、加注频率等。对其他酸性气田,缓蚀剂应用也起到了很好的效果。比如在索维塔巴德、道列塔巴德(土库曼斯坦)气田,CO₂ 含量为 0.6%~2.0%,含微量 H₂S,气田目前有 150 多口井在生产,油管平均下放深度 3500 m,井产量最大达 90×10⁴ m³/d,油管材质为碳钢,每年因 CO₂ 腐蚀报废 1400 多根油管。对气井使用缓蚀剂后,腐蚀速度

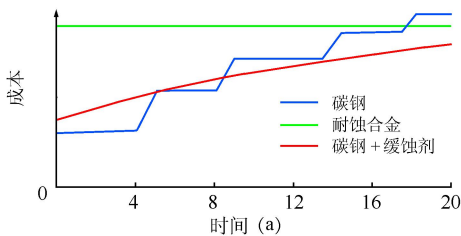


图 5 各种内腐蚀防护措施成本对比图

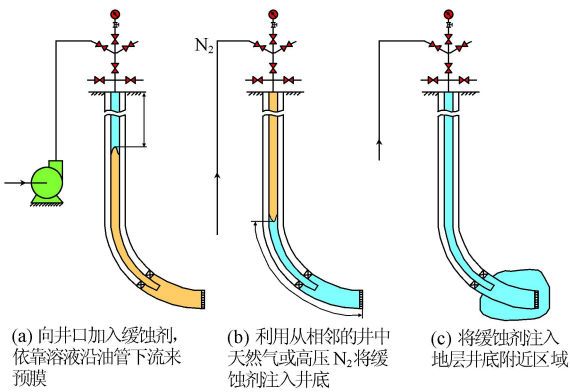


图 6 气井使用缓蚀剂的处理方法示意图

明显降低,腐蚀速度由 1.8~4.4 mm/a 降低到 0.14~0.20 mm/a,与水一起带出 Fe²⁺ 也由之前的 100~170 mg/L 降低到 1~40 mg/L。

2)出砂的监测与控制

出砂情况在乌连戈伊、梅德维日、亚姆布尔等气田都有出现;开发初期采取控制生产压差的手段防砂;当气流中机械杂质的含量超过标准极限时,就要进行专门研究,并采取相应措施,比如安装专门的分离、测量仪器来监测气井在不同生产制度下气流中机械杂质和水分的单位含量,并依此确定最佳的生产制度、采取防砂措施等。图 7 为梅德维日气田进行出砂研究时,用于监测气井中机械杂质的“工况 ПНА-1”型装置。该装置能够利用临界气流隔膜测量仪测量天然气流量,采用声波测量方法,利用压电晶体型转换器 LTC-19 发出的声波撞击固体颗粒,从而确定是否含有固体杂质及其量的多少。

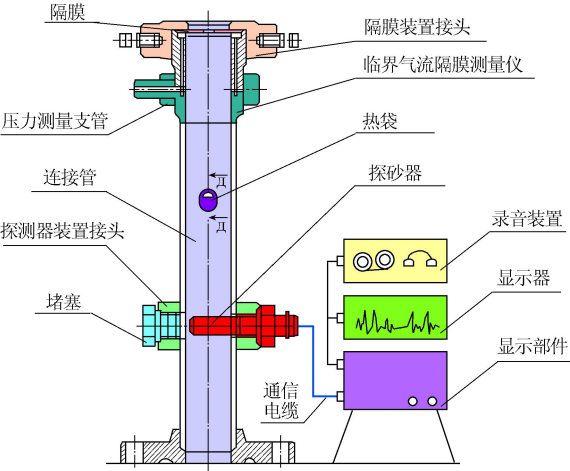


图 7 工况 ПНА-1 型装置示意图

(4)地面集输系统规模化建设与管理

阿斯特拉罕凝析气田自 1986 年开始开发,分两

期建设,共建了6套天然气预处理装置,设计处理量 $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。阿斯特拉罕天然气加工厂于20世纪80年代建设,共有11套脱硫装置和8套硫磺回收装置,每套装置的硫磺生产能力为 $60 \times 10^4 \text{ t/a}$,全厂年生产硫磺 $480 \times 10^4 \text{ t}$ 。天然气脱硫采用法国ELF公司的工艺(SNPA-DEA)^[6],其工艺特点是:高酸气负荷、高富液温度、高压脱硫后的闪蒸气用中压脱硫处理(图8)。奥伦堡天然气加工厂随气田开发进程分三期建设。1979年全部建成投产,共有8套脱硫装置(图9),其中第一、二期工程共6套,第三期工程2套,每套装置处理能力为 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。奥伦堡天然气加工厂有7套硫磺回收装置,硫磺回收采用从法国引进的直流法两级催化转化的克劳斯工艺,年生产硫磺 $75 \times 10^4 \text{ t}$,奥伦堡天然气加工厂还有5套凝析液稳定装置,处理量为 $626 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

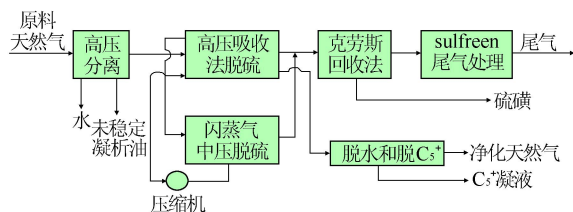


图 8 阿斯特拉罕天然气加工厂主要装置工艺流程示意图

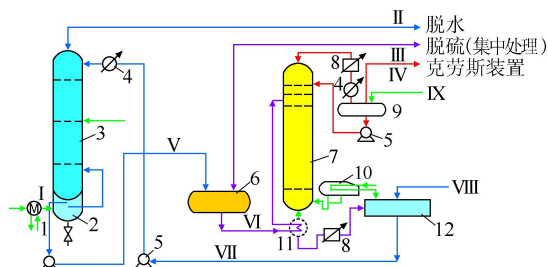


图 9 奥伦堡天然气加工厂脱硫装置工艺流程图

I. 原料气; II. 净化气; III. 闪蒸气; IV. 酸气; V. 塔底锅液; VI. 闪蒸后富液; VII. 贫液; VIII. 新鲜醇胺; IX. 水

1.加热器;2.分离器;3.吸收器;4.冷却器;5.泵;6.闪蒸罐;7.再生塔;8.空冷器;9.再生塔回流水罐;10.重沸器;11.热交换器;12.贫液罐

二、俄罗斯气田开发的经验

1.人才建设经验

俄罗斯比较注重主导研究机构的设置,早在1948年就建立了全俄天然气科学研究院(简称VNIIGAZ),是天然气技术领域的研究中心。目前,VNIIGAZ共有1300多名科研人员,其中包括50名博士及250名在读博士。研究院下设研究中心、分部和实验室,并且在UKHTA建立了实验与原型研发基地。VNIIGAZ的主要工作领域包括向俄罗斯及前苏联所辖地区的气田、凝析气田、酸性气田开发提供

新技术、设计、工程技术服务,以及代表国家从事资源及发展预测、能源发展战略等宏观及软科学研究等。该院拥有多项专利和知识产权,积极参与国际间技术交流和若干委员会活动,在多个领域取得了引人注目的研究成果。

在人才培养方面,根据企业发展目标,制定了相应的人才建设和储备战略。俄罗斯特别注重一线操作人员实战经验的培养,相关培训中心设有灭火、防喷模拟培训现场,操作人员须培训合格后才能进入实际操作现场。

2. 引进与创新

在技术的引进与自主创新方面,俄罗斯注重引进技术的消化吸收,以最终实现自主创新。奥伦堡与阿斯特拉罕酸性气田开发就是很好的例子。奥伦堡气田在开发初期,全程学习法国拉克酸性气田经验和技术。阿斯特拉罕高酸性气田投入开发时,由于缺乏高酸性气田生产和集输系统与设备的防腐经验,因而邀请国外公司参加建设。奥伦堡与阿斯特拉罕的天然气处理厂建设初期都是从法国公司引进的 DEA 脱硫工艺和技术。

在引进的基础上进行实验、攻关,组织多个机构进行大量科研和试验工作,取得了较多成果,不少成果是在工业生产装置上获得。形成了全俄酸性、凝析油气田开发的经验与原创技术,培养了大批专家,技术上达到了国际领先水平^[7-10]。

在净化厂脱硫工艺上,俄罗斯国产的 MEDA 部分代替了进口的 EDA;国产 Claus 催化剂已在 2 个加工厂的工业生产装置上推广应用;阿斯特拉罕气田缓蚀剂也由进口转为国产,效果好、成本低。而且俄罗斯目前仍在进行更高效溶剂、低耗能设备的自主研发实验。

3. 气田开发经验

(1) 注重气田的先期试采工作

根据俄罗斯联邦的规范,气田的开发和建设分为以下几个阶段:试验或工业试生产阶段、工业性开发阶段、随着气田勘探进展和新储量的发现进一步扩大开采和建设阶段。鉴于产层复杂的地质结构及地层流体的特点,在气田开发第一阶段要进行工业性的试采,建立专门的工业试验区,进行试采的主要目的:评价储层产能、认识开采过程中的地层流体特征、试验各种钻开产层的方法、确定采气强度、研究各种改造产层的措施。

(2)大型气田开发要从整体考虑,突出主力区块的作用

主力区块首先建成一定的产能规模,并保持一定的稳产期。根据俄罗斯的经验,开发规模通常不高于探明储量的 3%~4%;稳定供气年限一般在 15~20 a,其他区块作为后期的稳产接替。如乌连戈伊气田主力层赛诺曼组,由于储层条物性条件好,气井产能高,优先投入开发,采气速度为 3%~4% (见表 4、图 10)。气田目前已开采近 30 a,采出程度 75%,已进入递减阶段;2007 年开采其下部的阿其莫夫组储层作为接替。

表 4 乌连戈伊气田各储层段开采情况表

层位	区块	储量 (10^{12} m^3)	投产 年份	高峰产量 ($10^8 \text{ m}^3/\text{a}$)	主要开采期 采气速度
赛诺曼组	乌连戈伊	4.85	1978	2496	5.14%~3.12%
	延—亚欣	1.316	1985	520	3.95%
	北—乌连戈伊	0.589	1987	201	3.41%
	下白垩统	1.6		未投产	
	上侏罗统 阿其莫夫组	2.85		2007 年开发	

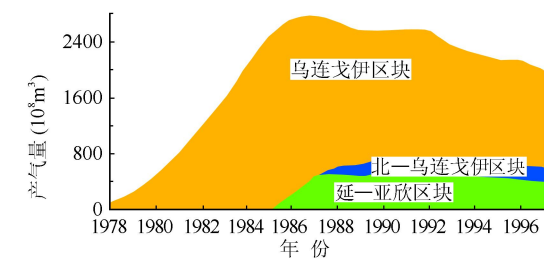


图 10 乌连戈伊气田赛诺曼组产量构成图

(3)天然气处理厂实行规模化集中建设
奥伦堡、阿斯特拉罕等气田含气面积大,气产量高,原料气输送距离远(奥伦堡天然气加工厂还处理来自哈萨克斯坦的含硫天然气,输送距离逾 1000 km),2 个气田仅各建一座净化厂,以便于集中技术、管理、人才优势,实行专业化管理。而乌连戈伊气田赛诺曼组气藏在乌连戈伊区块建了 11 个处理厂,平均每个处理厂的处理能力都达到了 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(4)气田开发过程中实施系统的、有针对性的监测
建立完善的开发监测系统,有利于气田开发和开采动态分析、开发方案的及时调整和修改,乌连戈伊气田开发方案中计划钻探和探井改建 212 口井,用于监测气藏气水界面、地层压力、观察井静液面的变化,以及气田开发对冻土带动影响等。

奥伦堡凝析气田在开发过程中,除了监测地面和井下设备抗硫技术状态之外,还建立了完善的气藏工程监测系统,包括:①气体动力学监测井,主要

用于监测气藏各部位的压力和温度、研究开采井的产能特征、观察气藏不同区块压降漏斗分布特点和排流程度、研究井间干扰等;②水文地质学监测井,主要任务是观察底水推进特点和预报采气井水侵的可能性,在水文观察井中要进行地层水压力、化学组分、含气饱和度、溶解气组分等的观察;③矿场地球物理监测井,用于研究储层非均质性、裂缝对水侵过程的影响、评价在开采过程中不同区块含气饱和度的变化等。

由于设置了完整的观察和监测系统,及时掌握了气藏的动态和水侵特点,因而可适时调整开发系统。

4.气田安全生产经验

俄罗斯高度重视气田的安全生产,尤其重视井的安全,认为井的安全可控程度低,地面安全可控程度高。

保障井安全的主要措施首先是在气井的建设过程中,加强钻、完井质量控制,从本质上保证井的安全。此外对所有生产井的状况一年研究一次,对具有(技术)套压的井进行工程技术研究,分析套压来源、能量大小、释放流体类型,在此基础上进行危险级别分类,按不同的危险级别采取相应的措施,比如采用井口释放、气井大修、报废等措施来控制套压。图 11 为阿斯特拉罕气田监测和控制套压的流程图。

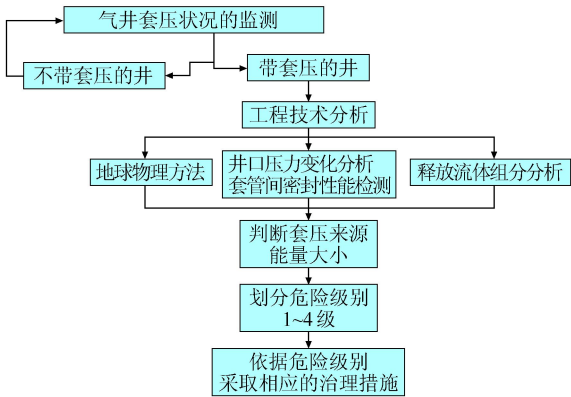


图 11 阿斯特拉罕气田监测和控制套压的工作流程图

此外,对气田开发中的工业安全和生态安全也十分重视,俄罗斯在大气田上实施准军事化管理。主体区的原住民迁出 5 km 外,后来又被前总统叶利钦定为 8 km。阿斯特拉罕净化厂有 2 道围墙,统一作为准军事区管理。对高酸性气田实施气田及临近区域生态和工业安全综合保护措施。生产经营活动中均有符合国家监督机构要求的生态—标准—法律保障。

三、给我们的启示

1. 天然气开发领导高度重视

俄罗斯前总理切斯诺梅尔金在奥伦堡气田工作了20 a,非常重视天然气开发工作;现总统普京也经常听取GAZPROM研究院萨姆索洛夫院长有关天然气发展的汇报。

2. 天然气开发必须人才优先

天然气规模开发需要大量的专家技术人员与天然气业务的快速发展相匹配。人才队伍建设很重要。奥伦堡气田开发之初,就是在全国召集8000名天然气开发专家开展工作。

3. 气田开发必须安全第一

俄罗斯专家认为,在天然气开发过程中,井下安全更重于地面安全,井下安全可控程度低,地面可控程度高;在阿斯特拉罕气田钻井中,用4层套管,保证井下万无一失;在地面气田区范围内实行准军事化管理。

我们在今后气田开发过程中,高温、高压气层,高含硫气井增多,应进一步加强钻井、固井的过程监控,保证万无一失。此外在环境和生态安全方面,目前发现的高酸性气田,其特殊的地理位置和社会环境,对气田的安全开发提出了更严格的要求。如何确定安全距离、气田与当地居民生活的关系,都是需要重视、考虑的问题。

4. 大气田开发进行总体规划、分步实施

根据俄罗斯气田开发的经验,我国苏里格气田、LG气田应总体规划,总体编制开发方案,分步实施,突出主力区块在产能规模和稳产方面的作用;地面建设及气处理厂要按气区规划建设。

5. 天然气开发有完善的标准规范

在气田开发管理规范、标准的制定化方面我们已作了大量的工作,包括制定和颁布了《天然气开发

管理纲要》、《天然气开发四个管理规定》等。但为了满足国内各种复杂条件下气田开发的需要,在标准的配套化、系列化方面以及操作规范的严格监督执行方面还需要下很大的功夫。

6. 天然气田开发要有监控

天然气田的开发监控应从3个层面考虑,要建立集团公司层面的监控系统,实现生产、集输网络的整体监控、统一调配;此外是建立气田生产与生态安全监控体系;另外就是气田的生产动态监控体系。各大气区,要进一步完善气田、气区的实时监控。

参 考 文 献

- [1] GAZPROM 2006 年度企业分析报告[R].2006.
- [2] 中经天纵经济研究中心投资经济研究部.2007 年全球天然气行业市场研究报告[R].2007.
- [3] 顾品全,杨学庸.苏联发展天然气工业的主要经验[J].石油勘探开发情报,1990(5).
- [4] 方义生,徐树宝,李士伦.乌连戈伊气田开发实践和经验[J].天然气工业,2005,25(6):90-93.
- [5] V F 别列别利钦科.俄罗斯天然气研究院开发异常高压气田的经验[R].2007.
- [6] 缪明富,徐文渊,王开岳.俄罗斯高酸性天然气净化工艺技术评价[J].石油与天然气化工,2004,33(4).
- [7] ПД 马尔古洛夫.复杂成分天然气田开发[M].魏智译.北京:石油工业出版社,1994.
- [8] V F 别列别利钦克, V A 杰尔别尼奥夫, V N 切尔佐夫,等.在确定的渗流制度下气井气体动力研究结果处理方法的改进[J].(俄罗斯)天然气工业,2007.
- [9] V F 别列别利钦克, V A 杰尔别尼奥夫.阿斯特拉罕凝析气田开发过程中气井的产能预测[J].(俄罗斯)天然气工业,2003.
- [10] 中国石油勘探开发研究院廊坊分院信息中心.国外酸性气藏的开发与利用技术调研[R].2002.

(收稿日期 2008-01-11 编辑 居维清 黄君权)