

华北油田潜山地热资源 研究与综合利用

■ 李海涛 李金永 张桂迎 范书军 编著 ■

HUABEI YOUTIAN QIANSHAN DIRE ZIYUAN
YANJIU YU ZONGHE KAIFA LIYONG



石油工业出版社

华北油田潜山地热资源 研究与综合利用

李海涛 李金永 张桂迎 范书军 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书内容立足于华北油田潜山地热研究成果及现场先导试验基础上,主要介绍了华北油田潜山地热资源研究与综合开发利用的方式、方法、工艺技术等内容,并对温度较高的潜山油井产出液进行地热能“热、电、油”综合利用进行了详细论述。

本书可供从事油气田勘探开发、地热资源开发的科技人员、技术人员及相关院校师生参考阅读。

图书在版编目(CIP)数据

华北油田潜山地热资源研究与综合开发利用/李海涛等编著.
北京:石油工业出版社,2016.1

ISBN 978-7-5183-1024-1

I. 华…

II. 李…

III. 地热能-资源开发-研究-华北地区

IV. P314

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 307212 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523541 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2016 年 1 月第 1 版 2016 年 1 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:8

字数:190 千字

定价:58.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

全世界能源消费总量从 1970 年的 83×10^8 t 标准煤,增加到 1995 年的 140×10^8 t 标准煤,增长 68.7%,预计到 2020 年将达到 195×10^8 t 标准煤,50 年将增长 1.35 倍。随着能源需求量不断扩大,能源危机意识以及能源作为战略资源的重要性日渐突出。同时能源的大量消费带来了一系列的环境问题,森林减少、植被破坏、水土流失、土壤沙化、水体污染,特别是化石能源大量消费产生的温室效应,使全球气候变暖,给人类生存带来了严重威胁。开发利用地热能、风能、生物质能及海洋能等可再生能源是减排温室气体的有效途径,受到了世界各国的重视,目前已成为世界能源界研究和投资的热点。

地热能是可再生能源家族中的重要成员,是集热、矿、水于一体的资源,也是一种无污染或极少污染的清洁能源,具有多重效益,优势明显。面对当今石油资源日趋紧张且价格居高不下的现实,地热能源的开发利用越来越受到关注和重视,其在未来能源结构中必将扮演重要角色,充分合理、有效地利用地热是未来能源发展的必然趋势。

地热与石油是共存于沉积盆地的两种能源,在含油盆地内油气藏和地热田的形成条件有较多相似之处。在含油气盆地中含油气层往往就是热储层,油气田就是地热田,这种现象十分普遍,油田开采出来的热水就是地热水,在油田开发的同时,对采出液的余热进行开发利用,也就是对地热水进行开发利用(为了叙述方便,将采出水余热地热水简称为地热水)。地热田的开发实际上就是开发热载体地下水资源,与油气开发同属于流体资源开发,勘探开发技术工艺比较接近,石油企业应为我国地热开发做更大的贡献。

中国石油积极发展新能源,《中国石油新能源业务“十一五”发展规划》明确提出,要积极开发利用地热资源,实现地热利用年节约或替代 100×10^4 t 标准煤,努力为经济社会发展提供更清洁、更安全、更经济的能源保障。因此,综合利用地热资源,积极开展地热综合利用技术的研究和推广,实现地热能利用的统一规划、有序实施、高效开发和稳健推广,符合中国石油综合性国际能源公司的战略定位。

中国石油华北油田公司利用地热具有三个方面的优势:一是地热资源十分丰富;二是在长期的石油勘探中,积累了大量丰富的地热地质信息,有着研究、认识地热资源的基础;三是拥有钻探、开发这一能源的各种优势。因此,利用华北地区的有关地质、钻井、测井及测温等资料及前人研究成果,在华北地区地热资源评价的基础上进行地热能综合利用研究,重点开展留北潜山地热能发电、替代燃油燃气维温、提高潜山油藏开发后期原油采收率研究,为华北油田区规模开发利用地热资源提供科学依据,依靠石油行业开发油田地热资源是一条可行的途径。

目 录

CONTENT

第一章 地热资源综合开发利用的背景	(1)
第二章 华北油田地热资源	(5)
第一节 地温场特点	(5)
第二节 热储层特征	(5)
第三节 地热资源评价	(7)
第三章 留北潜山地热开发综合利用先导试验	(12)
第一节 留北潜山油藏概况	(13)
第二节 大排量提液和回注先导试验	(27)
第三节 留北潜山数值模拟研究	(33)
第四节 室内试验研究	(47)
第四章 留北潜山地热能综合利用方案设计	(74)
第一节 概述	(74)
第二节 注采工艺方案设计	(76)
第三节 地面工程方案设计	(82)
第四节 工程仪表自控系统方案设计	(103)
第五节 供配电系统方案设计	(105)
第六节 生产辅助系统工程设计	(107)
第五章 留北潜山地热能综合利用实施情况及效果	(112)
第一节 排采系统实施情况	(112)
第二节 换热发电站建设	(114)
第三节 地热维温系统	(115)
第四节 地热发电系统	(116)
第五节 地热水回注系统	(117)
第六节 油管修复车间地热水清洗油管	(117)
第七节 效益分析与前景展望	(118)
单位换算	(120)
参考文献	(121)

第一章 地热资源综合利用的背景

早在1904年,意大利就开始利用地热发电。1928年冰岛利用地热采暖,其在首都雷克雅未克建成了世界上第一个地热供热系统,现今这一供热系统已发展得非常完善,每小时可从地下抽取 80°C 的热水7740t,供全市11万居民使用。由于没有高耸的烟囱,冰岛首都被誉为“世界上最清洁无烟的城市”。日本已知温泉2万多个,已利用的有1万多个,建成了7个较大的电站。另外,新西兰、美国、俄罗斯、匈牙利、法国、菲律宾等国也都广泛利用地热资源。

意大利地热发电装机容量位居世界第四,其拉德瑞罗地热田为蒸汽型地热田,热储层顶部(一般小于1000m)温度超过 250°C ,在地热田内最高温度为 437°C (3225m),蒸汽过热温度达到 500°C 。地热田内的瓦儿赛科洛地热电站是意大利最大的地热电站,总装机容量达120MW。

日本八丁原地热电站是世界上首次采用二次闪蒸的地热电站,也是日本最大的地热电站。汽轮机用单缸分流冷凝式,一次和二次蒸汽分别进入气缸,抽气器采用一台电动机驱动4段弧形增压器的方式。冷却水采用机械通风式冷凝塔。从1982年开始,八丁原地热电站与相距2km的大岳地热电站实行远距离无人监视运行,两个电站只有16个工作人员。十几年来从未发生事故,年运行率平均达到96%,发电成本与日本的火电站接近。

俄罗斯穆特洛夫斯克地热电站由3口地热生产井产水,通过管道输送至“采汽包”,经二级汽水分离系统对地热水进行离析后,纯净的地热蒸汽进入3台容量4MW的发电机组。汽轮机进气口气压为0.8MPa(蒸汽温度约 170°C)。蒸汽中的不凝结气体和硫化氢由抽气器排出。

美国Wineagle Developers双流体循环地热电站位于Susanville附近的北加利福尼亚州,1985年投入使用。电站由两部分组成,总发电量为750kW,净发电量为600kW。井深400m,能生产63L/s、 110°C 的水^①。发电后的液体全部地表排放,发电效率为8.5%,1t水发电约12.5kW·h。

美国Fang双流体循环地热电站位于泰国国家电力局(EGAT)附近,于1989年建立。这是一个单机组的300kW的电站,拥有一个一次通过式的水冷凝器。电站净发电量随季节变化,在150~250kW之间(均值为175kW)。这是一个多用途的工程,除了地热发电之外,这些地热流体还可用于制冷、农作物烘干以及为温泉提供热水。自流井提供约8.3L/s、 116°C 的水。该井每两周需要一次化学清洁以去除水垢。

① 热水(或自流)产出后通过管道输送,温度是在一定压力下的管输过程中测量(压力一般不超过0.1MPa),因此水温会超过 100°C 。

我国是地热资源分布较广的国家,20 世纪 70 年代初,地质学家倡导把地热作为可再生能源利用,到 1990 年我国的非电利用热能消费量已跃居世界第二位。20 多年来,我国在地热能开发利用方面建立了西藏羊八井地热发电示范基地,天津地热区域采暖示范基地,静海(天津市)、雄县(河北省)、新郑(河南省)和福建省农科院等 4 个农业利用示范基地,以及雄县与汝城(湖南省)热田科学管理技术示范县,开展了地热资源评价,高温地热开发研究,地热温室利用技术,地热水产养殖、越冬、繁殖及高产技术,地热采暖、干燥及孵化技术,地热利用工程关键技术,地热水对环境影响及防治,地热综合利用与管理等的研究与推广,形成了一定的开发利用规模和地热产业。

我国地热发电从 20 世纪 70 年代初开始,经历了 1970—1985 年以中低温试验发电站为主和 1985 年以后发展商业应用的高温地热电站两个阶段。在 70 年代初建成的中低温试验发电站中,以江西温汤试验发电站规模最小。温汤发电站容量 50kW,地热水温度 67℃,采用双循环系统,使用了向心式汽轮机,向地下热水通道注入地表冷水(河水),使附近地热水生产井获得了自流压头,利用山泉小河坡降地形造成了 3m 水头的自流冷却水源。整个发电系统只有一台 5kW 的工质循环泵,不需要外电源启动,电站小巧、运行灵活,供当地夜间照明,当时这个小山村缺电,没有生产负荷,在电站归属附近的小水电站之后停止运行。湖南宁乡灰汤地热电站(表 1-1)是 70 年代建成的一批电站中目前唯一继续运行的电站,电站容量 0.3MW。自 1979 年投入连续运行以来,尽管由于当地地热资源开发缺乏统一管理,争水干扰迫使电站降低出力运行(有时甚至被迫停机),仍然有 50% 发电量上网,部分缓解地区电网的枯丰效应,并且获得一定的经济效益。广东丰顺邓屋地热电站是一座闪蒸式试验电站,1982 年新增一台 0.3MW 闪蒸发电机组,1984 年并入当地电网运行,该机组在统计的 10 年中,年运行小时数大部分在 7300h 以上,有几年甚至达到 8000h 以上。该发电站地热发电效率为 1.43%,每吨热水发电 1kW·h 左右。我国的以上几座发电站都是并入当地以小水电为主的地区电网,电价偏低,经济上仍然尚可维持。它们也表现出了地热电站可用系数高、运行稳定和运行成本低的特点。如果能开发出中高温地热流体,供建造兆瓦级发电站以增强地方电网,在正常情况下会有更好的经济效益和社会效益。

表 1-1 中国低温地热电站简况

电站名称	系统类型	水温(℃)	容量(kW)	日期	现状
湖南宁乡灰汤	闪蒸	90	300	1975. 1	间断运行
广东丰顺邓屋	闪蒸	91	300	1982. 4	运行
西藏那曲	双循环	110	1000	1993. 11	间断运行

目前,我国中高温地热电站主要集中在西藏。西藏的总装机容量为 28. 18MW(羊八井 25. 18MW、朗久 2MW 和那曲 1MW),并且带动了地热采暖和温室(种植蔬菜)面积约 $9 \times 10^4 \text{m}^2$;羊八井电站的发电量占拉萨电网的 40% 以上,对缓和能源紧缺状况举足轻重。

中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司依据地下所开发油藏热能资源状况与特点,在第一采油厂、第三采油厂和第五采油厂利用油田排放的污水进行余热利用,地热利用方式主要有生产伴热、洗浴、供暖及种植等(表 1-2)。



表 1-2 华北油田地热利用简况

项目	热源	水量(m^3/d)	相当标准煤(t/a)	利用处所	备注
洗浴	地热井	未计量		多数二级单位	地热井 40 口
供暖	地热井、污水余热	23000	9888.2	物业公司、部分站点	
种植	地热井	2400	703	综合十二处	供暖后尾水
伴热输油	地热井、污水余热	3000	3571.5	荆二联、留一联、雁北站	
合计		28400	14162.7		

通过换热为输油系统伴热,取得了一定的经济效益。在综合十二处、综合三处利用地热能进行花卉种植、生活采暖等方面也均见到了较好的效果。

荆二联合站(简称荆二联)利用地热水伴热输油:荆二联是华北油田南部荆丘油田的原油集输站,荆丘油田是 20 世纪 80 年代中期投入生产开发的油田,2000 年日产液 1170t,其中日产原油 200t,综合含水 87.9%。荆二联担负着该油田南部近一半的原油处理及原油外输任务,其所需总热量应用包括原油外输脱水及站内生活区用热。2000 年经过对长期停产油井的调查,对晋古 2-4 井、晋古 2-7 井的地热资源进行评价,确认这两口油井可以作为提供地热水的热水井。2001 年,第五采油厂利用晋古 2-4 井、晋古 2-7 井的地热水和井口压力,直接向站内供地热水,停掉荆二联原有的加热炉和热水泵,对循环后的伴热水再进行污水回注处理。两口地热井日供液 800m^3 ,经计算,两口井生产的热量可全部满足荆二联正常所需的热量,荆二联停运已有的全部加热炉,进站热水温度达到 108°C ,原油外输温度 75°C ,脱水温度 65°C ,伴热水温度 60°C ,正常生产运行。日节约用油 5t(折年节约 1500t),伴生产天然气 3485m^3 (折年生产 $100 \times 10^4\text{m}^3$)。晋古 2-4 井、晋古 2-7 井两口井经大量排液,实现了降压开采,大排量提液后,日增产原油 7t(折年增产 2100t)。

除了荆二联以外,在留一联、雁北站等也开展了利用地热水伴热输油工程,这些工程在利用污水余热和地热水进行原油集输中,全年总利用热量折 $1.1431 \times 10^4\text{t}$ 标准煤,与 2004 年全年伴热输油总能耗 $47.39 \times 10^4\text{t}$ 标准煤相比,地热利用不到 3%,还有很大利用空间。

应用废弃井热水建设地热开发利用示范基地:霸九井是华北油田于 1977 年在南孟油田钻探的油田探边井,因没有油气成为废弃井。南孟潜山地热田位于华北油田的中央隆起地热异常带上,热储层为中—新元古界雾迷山组的碳酸盐岩,估算地热总资源量为 $17987 \times 10^{16}\text{J}$,可采量为 $2940 \times 10^{16}\text{J}$,地热水总资源量为 $1261.26 \times 10^8\text{m}^3$,可采量为 $12.61 \times 10^8\text{m}^3$ 。丰富的地热资源,可供开采 30 年以上。霸九井井深 2771m,主要产水井段为 1983~2475m,泵抽每小时产水 100m^3 ,井口温度 93°C ,按供热尾水 42°C 计算,井的供热量为 $2.142 \times 10^7\text{kJ/h}$,折合功率为 5950kW。目前霸九井地热利用主要是供暖和花卉种植,现地热基地工程项目主要有地热井、换热站、花卉温室大棚及花卉组培室。现供暖面积 $21 \times 10^4\text{m}^2$,每个采暖期可节约天然气 $213 \times 10^4\text{m}^3$,花卉温室大棚 28 栋,每栋面积 544m^2 ,种植花卉平均每平方米产值约为 50 元,在节省能源方面取得了较好的经济效益及社会效益。霸九井所在地区在 20 世纪 70 年代的油气勘探历程中钻有一批探井,其中有油气的井转为油气生产井,无油气井则被封闭废弃,这些废弃井如修复即可成为地热井,科学合理地开发利用该地区的地热资源,应是老油田发展接替产业、节约能源的主要方面。



虽然华北油田地热利用较早,但利用的规模较小,在油田开发中后期,有大量废弃的油水井可以转为地热井,这些地热井可以提供的热能巨大,在满足原油集输系统生产伴热和生活供暖的同时,还可以地热水集中发电,而且利用温度较高的油井产出液进行地热能综合利用在世界上还没有先例,应用前景十分广阔。

第二章 华北油田地热资源

华北油田位于河北省中部,构造位置属于渤海湾盆地冀中坳陷,它西邻太行山隆起,北接燕山隆起,东依沧县隆起,南抵邢衡隆起,呈北东—南西走向,面积 $3.2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

第一节 地温场特点

华北油田地热分布广、层系多、资源总量大,地温场呈现出高低相间带状分布,并与构造上的凸起、凹陷相对应,凸起地温梯度高,凹陷地温梯度低。异常带延伸的方向以北北东—北东向为主。地热资源属中低温传导型地热资源。靠近西部沿太行山东麓北京—保定—石家庄凹陷一带,属低地温梯度分布区,区内地温梯度小于 $2.5^\circ\text{C}/100\text{m}$,在 1000m、2000m、3000m 深度的温度分别为 $35 \sim 45^\circ\text{C}$ 、 $60 \sim 75^\circ\text{C}$ 和 $85 \sim 105^\circ\text{C}$;牛驼—高阳—宁晋凸起构成的中央隆起带,属高地温异常区,一般地温梯度为 $3.2 \sim 6.0^\circ\text{C}/100\text{m}$,最高地温梯度值为牛驼镇凸起上的浅牛 1 井,达 $10^\circ\text{C}/100\text{m}$ 以上,1000m、2000m 和 3000m 深的温度分别为 $45 \sim 47^\circ\text{C}$ 、 $75 \sim 79^\circ\text{C}$ 和 $105 \sim 111^\circ\text{C}$;沧县隆起属高地温异常区,地温梯度差异较大,但大部分区域地温梯度一般为 $3.4 \sim 3.6^\circ\text{C}/100\text{m}$ 。其中王草庄—大城—献县凸起带,地温梯度为 $3.2 \sim 5.2^\circ\text{C}/100\text{m}$,1000m、2000m 和 3000m 深度的温度分别为 $45 \sim 65^\circ\text{C}$ 、 $75 \sim 95^\circ\text{C}$ 和 $100 \sim 115^\circ\text{C}$ 。

第二节 热储层特征

冀中坳陷下部的基岩是太古宇、古元古界变质岩,在其上覆盖有华北地台型的沉积地层。根据地层岩性的热储特性和可利用的水温、水质、水量情况,纵向上可划分四套热储层。

一、新近系明化镇组、馆陶组高孔隙型砂岩热储层

明化镇组顶界深度 400 ~ 500m,底界埋深 1000 ~ 1800m,上部为第四系覆盖,全区均有分布。明化镇组单层砂岩厚度 10 ~ 15m,累计砂层厚度 100 ~ 400m,砂岩占地层厚度的 30% ~ 45%,平均孔隙度为 30% ~ 33%,渗透率为 139 ~ 570mD。明化镇组热储层富水性较好。以任丘地区为例,在明化镇组内钻探热水井 40 余口,井深为 800 ~ 1000m,井口水温 $40 \sim 50^\circ\text{C}$,单井涌水量一般为 $1000 \sim 1500 \text{ m}^3/\text{d}$,最大涌水量 $2500 \text{ m}^3/\text{d}$ 。水质好,矿化度低,一般小于 1 g/L ,可作为生活用水。

馆陶组沉积厚度 200 ~ 400m,最大厚度达 600m 以上,从凹陷边缘向凹陷中心厚度递增。



砂岩占整个剖面的 40% ~ 70% ;砂岩单层厚度大,一般 10 ~ 20m,累计厚度 100 ~ 200m,最大累计厚度 450m;物性好,有效孔隙度 20% ~ 32% ,渗透率一般为 93 ~ 500mD。任丘地区井深为 1800 ~ 2000m,单井产水量可达 1000 ~ 1500m³/d,井口水温可达 70 ~ 78℃。矿化度较低,一般小于 2.0g/L。

二、古近系东营组、沙河街组的中孔隙型砂岩热储层

古近系沙河街组、东营组主要为一套内陆湖相碎屑岩沉积。该组合经受上覆地层较强的压实作用,成岩性好,储层物性变差。据统计,含水砂岩的孔隙度为 9.5% ~ 28% ,渗透率为 1 ~ 470mD,总体上属低孔隙度、低渗透率储层,富水性差。经大量油气钻井测试表明,绝大部分井的产液量低于 100m³/d,而且地下水矿化度高。因此,古近系一般不构成有经济价值的热储层。

三、下古生界奥陶系和寒武系裂缝型石灰岩、白云岩热储层

1. 奥陶系热储层

古近系直接覆盖区比有石炭系—二叠系覆盖区的溶洞率高,有石炭系—二叠系盖层的溶洞率为 0.18% ~ 0.20% ,无石炭系—二叠系盖层的溶洞率为 0.91% ~ 0.95%。据冀中潜山油田碳酸盐岩储层研究,通过对本区奥陶系储层 98 口井总厚度 19001.22m 的划分,其储层厚 2909.86m,占总厚的 15% ,有效孔隙度为 5% ~ 6%。奥陶系是本区富水性较好的储层之一,经测试单井产水量 300 ~ 2592m³/d,井口水温 46 ~ 83℃,矿化度为 3.0 ~ 11.0g/L。

2. 寒武系府君山组热储层

岩性为褐灰色细晶白云岩、灰质云岩,钻探揭开厚度仅为 37 ~ 64m,其储存空间也属岩溶裂隙型。平均有效孔隙度为 6% ,有效渗透率为 226 ~ 1420mD,单井产水量为 115 ~ 495m³/d。井口水温 59 ~ 82℃,总矿化度为 3.0 ~ 5.46g/L。

四、中—新元古界蓟县系雾迷山组和长城系高于庄组裂缝—溶洞型白云岩热储层

1. 蓟县系雾迷山组热储层

本组热储层岩性以藻白云岩为主,中部夹泥质云岩,总厚度为 505 ~ 2624m。坳陷内均有分布,其溶蚀孔、洞最为发育。据任丘油田雾迷山组 110 口井统计,热储层占揭开厚度的 64.2% ,非储层占揭开厚度的 35% ,扣除非储层平均孔隙度为 6.44% ,有效渗透率为 130 ~ 2347mD,单井产水量 100 ~ 4300m³/d,井口温度 52 ~ 112℃,矿化度 2.83 ~ 35.4g/L。本组是研究区最好的热储层。

2. 长城系高于庄组热储层

据河间高于庄组马 38 井油藏储层物性资料,有效孔隙度为 12% (风化壳),有效渗透率为 167mD,单井产水量 266 ~ 1075m³/d,井口水温 52 ~ 86℃,矿化度 2.93 ~ 5.52g/L。此外,古近系沙河街组四段—孔店组砂砾岩层,中生界下白垩系的砂岩、砂砾岩层,二叠系上石盒子组的含砾砂岩层以及中—新元古界长城系的常州村组和太古宇的花岗岩等,也具有热储层必备的条件,可做局部地区热储层。



第三节 地热资源评价

地热资源计算一般是针对热储层储存的地热能和地热流体,计算地热储层中的储存热量(J)、储存的地热流体量(m^3),并依据勘查程度、经济意义不同,分别确定地热资源在不同勘查期的基础资源量。

一、计算方法及参数确定

采用热储体积法,计算公式为:

$$Q_R = CA d(T_r - T_j) = D \cdot ev \quad (2-1)$$

式中 Q_R ——地热资源量,J;

A ——热储面积, m^2 ;

d ——热储厚度,m;

D ——基岩层厚度,m;

ev ——储层系数;

T_r ——热储温度, $^{\circ}\text{C}$;

T_j ——基准温度(当地地下恒温层温度或年平均气温), $^{\circ}\text{C}$;

C ——热储岩石和水的平均热容量, $\text{J}/(\text{m}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

可采地热资源量:

$$Q_{wh} = R_e Q_R \quad (2-2)$$

式中 Q_{wh} ——可采出的热量,J;

R_e ——回收率或热能采收率,%。

在进行地热资源评价时,碳酸盐岩裂隙地热资源的回收率取15%。

有效利用资源量:

$$Q_z = CA d(T_r - T_0) R_e \quad (2-3)$$

式中 Q_z ——有效利用热资源量,J;

T_0 ——热水利用后温度,取 30°C ;

R_e ——热能采收率,%。

热水资源量:

$$W_{\text{总}} = W_{\text{弹}} + W_{\text{容}} = FS^*H + \phi V \quad (2-4)$$

式中 $W_{\text{总}}$ ——热水总储量, m^3 ;

$W_{\text{弹}}$ ——热水弹性储量, m^3 ;

$W_{\text{容}}$ ——热水容积储量, m^3 ;

F ——热储面积, m^2 ;

S^* ——含水热储层弹性释放系数,无量纲;



H ——自热储顶板算起的水头高度, m ;
 ϕ ——含水热储层的平均孔隙度, %;
 V ——含水热储层的有效体积, m^3 。

热水可采量利用回采系数法估算。古近系—新近系孔隙型热储层的回采系数取 5% ; 基岩碳酸盐岩裂缝型热储层的回采系数取 1% ~ 5% , 1% 为理论推测数据, 5% 为远景规划依据。

二、资源评价

1. 华北油田的地热资源评价原则

(1) 热储深度 1000m 的温度大于 40℃ , 地温梯度大于 3℃/100m。

(2) 埋深 2000m 以浅的为经济型资源, 2000 ~ 3000m 的为亚经济型资源, 含油潜山热田油水界面以上的地热资源定为经济型资源。油水界面以下至 3500m 或 4000m 为亚经济型资源。

(3) 热田面积大于 10km²。

(4) 新近系资源和基岩潜山资源分别计算, 古近系资源暂不计算评价。

(5) 新近系地热资源(表 2-1): 华北油田新近系热田热储分布面积广, 横向上无严格分隔界线, 可以热储厚度、温度及区域断层综合划分为 11 个区, 总面积 18614km², 占油区面积 65.5%。地热资源估算结果: 新近系地热资源为 663.47 × 10¹⁸J (相当于 227 × 10⁸t 标准煤), 地热水资源为 15699.5 × 10⁸m³。其中馆陶组地热资源为 364.14 × 10¹⁸J, 地热水资源为 5408.4 × 10⁸m³; 明化镇组地热资源为 299.33 × 10¹⁸J, 地热水资源为 10291.1 × 10⁸m³。其分布特征为: 东部地区饶阳、霸州、武清凹陷热储层位齐全、厚度大、分布稳定, 单位面积所含资源量大, 馆陶组底部温度一般均大于 75℃, 是地热开发的最好地区。缺失馆陶组的凸起区, 如大城凸起、王草庄凸起、牛驼镇凸起等, 地温梯度大于 3.5℃/100m, 其明化镇组储水层埋深 500 ~ 1200m, 热储平均温度约为 50℃, 水质好是地热直接利用的最佳地区。

表 2-1 华北油田新近系地热资源量计算表

序号	构造位置	面积 (km ²)	统计 井数 (口)	明化镇组					馆陶组				
				砂层 厚度 (m)	平均 孔隙度 (%)	平均 温度 (℃)	地热 资源量 (10 ¹⁸ J)	热水 资源量 (10 ⁸ m ³)	砂层 厚度 (m)	平均 孔隙度 (%)	平均 温度 (℃)	地热 资源量 (10 ¹⁸ J)	热水 资源量 (10 ⁸ m ³)
1	河西务	452	4	117	30	45.1	3.86	158.7	—	—	—	—	—
2	王草庄	302	2	168	37	52	4.89	187.7	—	—	—	—	—
3	牛驼镇—容城	1208	4	123	34	49	12.75	505.2	—	—	—	—	—
4	霸州南部及 文安斜坡	2591	5	162	29	47.4	32.67	1217.3	129	23	59.4	44.18	768.7
5	大城凸起	2087	6	104	33	45.8	16.73	716.3	—	—	—	—	—
6	高阳—无极	3487	7	196	30	48.7	55.91	2050.4	211	22	64.8	107.27	1618.7

续表

序号	构造位置		面积 (km ²)	统计 井数 (口)	明化镇组					馆陶组				
					砂层 厚度 (m)	平均 孔隙度 (%)	平均 温度 (℃)	地热 资源量 (10 ¹⁸ J)	热水 资源量 (10 ⁸ m ³)	砂层 厚度 (m)	平均 孔隙度 (%)	平均 温度 (℃)	地热 资源量 (10 ¹⁸ J)	热水 资源量 (10 ⁸ m ³)
7	饶阳 凹陷 深区	<2000m	3323	9	315	26	54.4	95.97	2721.5	116	18	73.8	61.18	693.8
		>2000m								74	16	81.9	42.53	393.4
8	饶阳凹陷东部		2073	11	221	29	52.1	40.83	1328.6	113	22	69.3	37.23	515.3
9	宁晋—束鹿		1884	6	146	31	45.2	20.37	852.7	187	25	57.1	45.94	880.8
10	前磨头		418	2	40	35	41.7	1.14	58.5	210	29	52.1	7.82	254.6
11	孙虎		789	3	216	29	49.7	14.21	494.2	156	23	64	17.99	283.1
总计			18614					299.33	10291.1				364.14	5408.4

2. 古近系东营组、沙河街组的中孔隙型砂岩热储层

古近系沙河街组、东营组主要为一套内陆湖相碎屑岩沉积。该组合经受上覆地层较强的压实作用,成岩性好,储层物性变差。据统计,含水砂岩的孔隙度为 9.5% ~ 28%,渗透率为 1 ~ 470mD,总体上属低孔隙度、低渗透率储层,富水性差。经大量油气钻井测试表明,绝大部分井的产液量低于 100m³/d,而且地下水矿化度高。因此,古近系一般不构成有经济价值的热储层,但值得注意的是:处于凹陷边缘斜坡带地区,古近系向凸起超覆沉积,因靠近物源区,沉积颗粒粗,具有山麓堆积特点,局部可能会形成孔隙度、渗透率较好的热储层,如里 103 井和晋 4 井。

3. 基岩地热田资源

油区内 20 个基岩地热田总面积 7110.9km²,占油区面积 25.1%,地热资源总量为 640.97 × 10¹⁸J(相当于 218.9 × 10⁸t 标准煤),地热水资源量为 1994.83 × 10⁸m³(表 2-2)。其中经济型地热资源量为 162.02 × 10¹⁸J,地热水资源量为 794.12 × 10⁸m³。亚经济型地热资源量为 478.35 × 10¹⁸J,地热水资源量为 1200.71 × 10⁸m³。区内基岩地热田面积大于 1000km²的特大型地热田有大城和献县两个,另有 13 个基岩地热田的面积大于 100km²,还有 5 个地热田面积大于 10km²,它们均属于大、中型地热田。

古生界、元古宇是区内最好的地热开发目的层。华北油田拟利用的 10 个古潜山油藏(表 2-3)均已进入后期开发,其中地层温度高、产液能力高、注采井网完善、地面工艺配套,同时又具有提液增油条件的潜山油藏是今后华北油田地热利用的主要对象。

表 2-2 冀中油区基岩地热田特征及地热资源估算表

项目 构造带	地热田名称	主要热储层	盖层	地热田面积 (km ²)	盖层地温梯度 (℃)	基岩高点埋深 (m)	井口水温 (℃)	单井流量 (m ³ /d)	经济型资源		亚经济型资源	
									热水 (10 ⁸ m ³)	热能 (10 ¹⁸ J)	热水 (10 ⁸ m ³)	热能 (10 ¹⁸ J)
中央隆起带	风和营	O	N, E, C - P	122.0	>3.0	1900 ~ 2600	70 ~ 80	100 ~ 388	—	—	8.55	3.32
	牛驼镇	Jxw	Nm	510.7	>4.0	528 ~ 1200	46 ~ 80	115 ~ 1468	185.75	51.68	278.79	104.01
	容城	Jxw	Nm	149.3	>4.0	600 ~ 1200	50 ~ 84	446.4	95.65	21.07	90.77	35
	雁翎	Jxw	N, E	114.5	>3.5	2900 ~ 3500	59 ~ 112	105 ~ 1489	0.21	0.11	34.06	15.34
	高阳	O - Jxw	N, E	746.4	>3.5	3000 ~ 3300	94 ~ 114	433 ~ 4300	—	—	50.2	25.7
	刘村	O - Jxw	N, E, C - P	384.0	>3.5	2600 ~ 3000	60 ~ 89	120 ~ 430	—	—	15.43	7.32
	宁晋	O - Ar	N, E, C - P	449.7	>4.0	900 ~ 1500	64 ~ 99	101 ~ 3808	23.36	6.95	8.66	3.33
	新河	O - Ar	N, E, C - P	472.0	>4.0	1000 ~ 1300	64	417	29.4	9.84	66.3	27.66
	小计			2948.6					334.37	89.65	552.76	221.68
	任丘	O - Jxw	N, E	168.3	>3.5	2600 ~ 3200	80 ~ 90	580 ~ 810	168.3	3.25	91.48	43.71
东部潜山带	南马庄	O - Jxw	N, E	295.0	>4.0	1300 ~ 1800	80 ~ 116	500 ~ 2050	1.49	0.52	53.28	18.63
	河间—八里庄	Pt	N, E	103.0	>3.5	2500 ~ 3000	52 ~ 98	121 ~ 1174	—	—	9.15	4.27
	留路	Pt	N, E	180.0	>3.5	1700 ~ 2300	80 ~ 90	300 ~ 2000	2.14	0.88	18.12	7.46
	孙虎	Pt	N, E	26.8	>3.5	2600 ~ 3000	55 ~ 89	120 ~ 597	—	—	1.47	0.64
	献县	O - Jxw	N	1000.0	>3.5	900 ~ 1200	70 ~ 100	800 ~ 2000	71.7	19.98	150	63.39
	大城	O - Jxw	N, C - P	1030.0	>3.5	900 ~ 1400	50 ~ 68	50 ~ 286	76.9	21	154.5	65.29
	王草庄	O	N, Mz	380.0	>3.5	900 ~ 1200	66 ~ 90	200 ~ 1500	17.4	5.87	49.3	20.68
	小计			3183.1					337.93	51.5	527.3	224.07
	北京	Jxw	N, E, Mz	50.0	>4	600 ~ 1100	39 ~ 59	420 ~ 1620	17.52	4.46	15	5.03
	大兴	Jxw	N, E, Qn	556.0	3	800 ~ 1100	42 ~ 56	1800	104.3	16.41	83.4	20.21
西部凹陷	无极	O, Jxw	N, E, Mz	61.8	>3.5	2300 ~ 2600	74 ~ 98	177 ~ 1440	—	—	1.58	0.66
	藁城—栾城	O	N, E, C - P	311.4	>3	2100 ~ 2600	80	1000	—	—	20.67	6.7
	小计			979.2					121.82	20.87	120.65	32.6
	合计			7110.9					794.12	162.02	1200.71	478.35

表 2-3 华北油田地热综合利用潜山油藏基本情况表

油藏 名称	生产层位	含油面积 (km ²)	地质储量 (10 ⁴ t)	油藏中深 (m)	地层压力 (MPa)	渗透率 (mD)	孔隙度 (%)	地层温度 (℃)	总井数 (口)	生产井数 (口)	目前生产状况				
											日产液 (t)	含水 (%)	井口温度 (℃)	动液面 (m)	累计产油 (10 ⁴ t)
雁翎	雾迷山组	8.3	1695.0	2989.7 (南山头)	29.19	1973	6	118	44	10	1989	96.9	77~102	0	508.0
留北	雾迷山组	5.90	2203.0	3350	30.18	158	6	123	27	7	1403	97.6	56~115	0	399.6
河间	高于庄组	1.20	514.7	2370	21.24	167	12	83	14	11	584	80.2	57~91	0	223.8
八里庄	雾迷山组	1.70	462.9	2665	23.95	140	6	103	10	6	446	88.5	67~91	270	160.6
八里庄	雾迷山组	3.90	1253.7	3904	33.71	130	6	135	13	5	417	91.5	53~78	533	286.7
莫州	雾迷山组	3	1244	4189	35	288	6	144	17	13	881	94.5	39~82	425	352.4
南孟	奥陶系、府君山组、 馒头组、龙山组	2.7	416	1961.7	18.6	1101	6	74	43	18	274	64.1	60~70	250	88.5
龙虎庄	奥陶系、府君山组	3.9	1151	2142.3	19.9	1046	6	82	36	12	81	69.7	70~80	351	202.2
晋古2	奥陶系	5.30	552.3	4710	40.4	48	5	160	9	3	464	99	80~110	235	65.4
任丘	雾迷山组	57.4	37605	3250	25.39	1253	6	120	254	168	14246	95.2	22~110	803	11886.7
泽西	奥陶系	2.41	319.8	4017	33	65	5	143	14	7	285	97.1	28~98	557	67.4
合计		95.71	47417.4						481	260	21070				14241.3

第三章 留北潜山地热开发 综合利用先导试验

根据中国石油天然气集团公司(以下简称集团公司)“以油气生产为主体,实行多元开发”的方针,华北油田充分利用地热水这一资源,将地热水资源的开发利用与石油能源的开发及生态环境建设有机结合起来,实现良性循环,可持续发展。

对华北油田地热能资源按照统一规划、有序实施、高效开发、稳健推广的原则进行综合利用规划,首先选取地热资源相对丰富、地层构造均质性强的潜山油田进行地热综合利用的先导试验,在试验成功并取得一定应用经验的基础上逐步扩大规模,至“十二五”末达到节约或替代常规燃料、替代标准煤 $40 \times 10^4 \text{t}$ 的目标。

2008年11月,经中国石油天然气股份有限公司(以下简称股份公司)专家组审核通过,华北油田设立了“华北油区地热开发综合利用技术研究”项目,确定了以“华北油田地热资源评价研究、地下温度场变化规律研究、地热能综合利用方式和效益评价方法研究”等为主要研究内容的工作目标,研究周期两年(2008—2009年底),项目以古潜山油田开发后期提液增油为依托,积极发展地热能,攻克油田大排量提液增油、产出液余热高效发电、地温场变化规律、防腐防垢保温等关键技术难题,为油电热综合利用提供技术支撑;形成油田地热资源评价、大排量提液、低温回注对地温场影响的研究方法,引进或研发具有自主知识产权的中低温地热发电、油田生产伴热、社区取暖等的配套技术;为油田采出热水规模利用、实现利用地热节能提供技术支撑,推进华北油田地热资源科学开发利用工作的开展。

(1) 试验研究范围:华北油田第三采油厂留北油田,位于河北省河间市、献县境内,构造位置均属冀中拗陷饶阳凹陷带。

(2) 项目方案编制原则:遵守国家及行业的有关法规和政策,执行国家及行业的有关设计规范、标准及规定;根据国家节能减排的有关政策,以确保油气生产为主体,实行多元开发的方针,充分利用地热资源;广泛借鉴国际和国内地热资源利用的先进经验,遵循“安全、环保、节能、节地”的基本要求。通过大排量提液增油、地热水发电以及利用地热取代以原油和天然气作为燃料的热水炉,通过换热方式为伴热管线的热水升温,从而达到综合、高效利用地热水的目的;设备与材料性能可靠、技术先进、高效节能、方便运行、便于维护,提高地面系统运行的可靠性;以经济效益和社会效益为中心,优化总体方案平面布局,充分利用已建配套设施,降低工程总投资。

(3) 技术路线:利用留北潜山油藏提液并采出水余热资源,实现留北油田相关站场热水炉的燃料油气替代,节约油气能源;通过多方案集输系统工艺计算和比选,确定较为合理的地热水管线输送系统,确保油水分离后的原油含水不大于 30%;通过对换热设备的结构、换热温