

油田伴生地热资源评价与高效开发

李克文,王磊,毛小平,刘昌为,卢菊红

中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083

摘要 在深入了解油田伴生地热能与常规地热能特征的基础上,研究和分析了现有油田伴生地热资源的评价方法及其改进方法,并对中国油田伴生地热资源现状进行了初步探讨,结果表明,中国主要油田区深度 5000m 以内地热资源总量为 6000×10^8 标准煤。利用数值模拟方法研究了油田热储温度的主要影响因素与变化规律,结果表明,回注温度越高、回注流量越低,利用油田采出液发电时热储的温度下降越慢。分析了油田伴生地热发电方法与化石能源、太阳能、风能发电方法相比的优势,评价了现有国内外油田伴生地热发电示范工程,论证了油田伴生地热发电的可行性,提出了一种既能满足开发油田伴生地热要求又能提高石油产量的高效油热电联产方法。最后,对油田伴生地热的高效开发和利用,尤其是地热发电的前景进行了讨论和分析。

关键词 油田伴生地热;资源评价;热储温度;地热发电;油热电联产

中图分类号 TM616

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.32.004

Evaluation and Efficient Development of Geothermal Resource Associated with Oilfield

LI Kewen, WANG Lei, MAO Xiaoping, LIU Changwei, LU Juhong

School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China

Abstract The methods for estimating geothermal resources coexisted in oil and gas fields have been investigated and modified according to the difference between conventional and coproduced geothermal resources. The current status of geothermal resources coexisted in oil and gas fields in China has been reviewed and studied. The main factors that affect reservoir temperature have been investigated using numerical simulation. The modeling results showed that the decline rate of reservoir temperature decrease with the decrease in water reinjection rate but decrease with the increase in temperature of reinjected water. The advantages of power generation using geothermal energy coexisted in oil and gas reservoirs have been analyzed in comparison with using solar and wind energy. Some of the pilot projects of power generation using coproduced geothermal energy in the world have been appraised and discussed. "High efficiency method for producing oil-heat-electricity simultaneously" has been proposed after the feasibility of generating electricity using coproduced geothermal resources was proved. The method can meet the requirements from both enhanced oil recovery and developing geothermal energy. Finally, potential and prospect of efficiently developing and utilizing geothermal resources coexisted in oil and gas fields, especially electricity generation, have been analyzed and predicted.

Keywords geothermal resources coexisted in oil and gas fields; resource estimation; reservoir temperature; geothermal power generation; coproduction of oil-heat-electricity

0 引言

目前,中国石油资源的供应非常紧缺,且国际油价长时间高企,对中国的经济发展及人民生活造成巨大压力。与此同时,中国乃至世界上许多油田的含水率已达到或超过 90%,严格来讲这些油田已经不是传统意义上的油田,而是

“水田”^[1]。如何提高这些油田的经济效益是一个非常重要的课题。化石能源的大量使用造成全球大气中二氧化碳的浓度不断升高,温室效应不断加剧,使人类居住环境受到严重威胁,如何解决这一问题是目前所面临的重大挑战。

另外,油田在生产过程中自身消耗大量原油,石油公司

收稿日期:2012-09-11;修回日期:2012-10-11

作者简介:李克文,教授,研究方向为油田伴生地热发电理论与方法、热储工程及提高采取率,电子信箱:likewen@cugb.edu.cn

既是主要的能源提供者(石油和天然气),也是耗能大户。例如,中石油每年消耗原油约 $340 \times 10^4 \text{t}$, 天然气 $46 \times 10^8 \text{m}^3$, 电 $164 \times 10^6 \text{kW}$, 还有煤炭、柴油、重油等, 2002 年全年耗能共耗资约 158 亿元巨资。属于中石油的大庆、华北、辽河三家油田, 其生产过程中每年消耗原油约 $105 \times 10^4 \text{t}$, 天然气约 $14 \times 10^8 \text{m}^3$, 煤炭 $29 \times 10^4 \text{t}$ 左右。值得一提的是, 每年消耗的这些化石能源有很大部分是用在原油管道加热和热采^[1], 这些油田大部分具有丰富的地热资源, 利用清洁的地热能源可以替代相当一部分化石能源。

地热作为一种可再生绿色能源可能是解决上述环境问题及老油田高含水问题的重要途径之一。中国许多油气田具有丰富的伴生和非伴生(常规)中低温地热资源, 但大部分还没有做到有效开发和利用。油田中低温地热的高效开发和利用, 尤其是地热发电, 将有助于缓解石油供应的紧张局面, 也有利于 CO_2 减排, 不仅具有明显的经济效益, 且有利于改善环境, 具有重要的社会效益。

常规地热田主要有蒸汽田和热水田两种。地热蒸汽田以蒸汽为主, 温度较高, 一般为 150°C 以上, 可将地热汽田的蒸汽直接引入普通汽轮机发电; 地热热水田则以热水为主, 大部分情况下温度较低, 一般为 $50\text{—}150^\circ\text{C}$, 需要将地热水中的热能通过低沸点的其他工质转换成蒸汽引入汽轮机发电。油田伴生地热基本上属于热水田一类, 储层温度比较低。一般认为, 150°C 以上的地热可供发电, 150°C 以下的地热可供取暖、医疗或生产过程加热之用。如冰岛首都的供暖系统就是直接引用地热水, 其热功率达 42MW 。地热发电站发电后排出的热水, 仍然可供诸如采暖、医疗、洗涤、提取化学物质和农业养殖等使用。值得注意的是, 随着中低温发电技术的快速发展, 可供发电的地热资源温度越来越低, 例如, 美国阿拉斯加 Chena 电站的地热资源温度约在 70°C , 目前已经成功稳定运行 6 年多, 经济效益良好^[2], 预计中国未来几年可供发电的地热资源温度的下限将有更大的突破。

地热能在世界很多地区的应用相当广泛^[3], 世界上最早利用地热发电的国家是意大利。1904 年, 意大利在拉德瑞罗(Larderello) 地热田建立世界上第一座地热发电站, 功率 550W , 开创地热发电之先河。其后, 意大利地热发电发展到超过 840MW 。世界上最大的地热发电站是美国的 Geysers 地热发电厂, 发电功率超过 2000MW 。中国最著名的地热电站是西藏的羊八井地热电站, 装机容量为 25MW 。

地热能储存在地下, 作为清洁能源, 其特点是不受天气状况影响, 电站稳定性高。而太阳能、风能等其他清洁能源则直接取决于天气。另外, 利用储能系统一方面成本很高, 另一方面可能造成二次环境污染, 如储能电池泄漏、报废等造成的地下水环境污染问题。总体上, 地热电站的运行效率可达 90% 以上, 约为太阳能、风能电站的 3 倍, 说明地热发电具有非常高的可靠性。遗憾的是, 目前国际上地热发电发展却落后于太阳能和风能, 尤其是在中国。

为了推动世界地热发电技术的发展, 联合国专门设立计划开发署负责地热开发工作, 其主要成员有美国、意大利、新西兰、日本、中国等。目前, 美国在这方面发展速度较快, 已立项建造几个大型的地热发电站, 但中国近 20 多年来地热发电量几乎没有增加, 与中国高速的经济发展明显不相适应。

近年来, 随着对环境保护、可持续发展及低碳经济的要求越来越高, 作为清洁、可再生能源的地热能在国际上受到越来越多的重视, 尤其是地热发电技术发展非常迅速。2010 年, 全世界已安装的地热发电功率超过 10^4MW ^[4], 尽管中国在地热的直接应用方面规模比较大, 但地热发电量却仅约 28MW 。目前中国地热发电工业在国际上的地位类似于 60 年前中国的石油工业, 然而事实并非如此。根据近年来的初步研究, 仅某中小型油田可供发电的中低温 ($90\text{—}150^\circ\text{C}$) 地热资源就可建成 2000MW 以上规模的发电能力。中国可供发电的地热资源, 尤其是油田伴生中低温地热发电资源非常巨大。

从目前发现的油田伴生地热资源看, 大部分属于中低温地热资源^[6-14]。利用中低温地热发电的主要问题是发电效率低于高温地热发电, 通常需要采用一些特殊技术, 如双工质发电技术等^[9]。由于这些原因, 过去对采用中低温地热发电在技术、经济和规模上的可行性持有一定怀疑。为此, 本文在深入了解油田伴生地热能与常规地热能特征的基础上, 研究和分析现有油田伴生地热资源的评价方法及其改进方法, 对中国油田伴生地热资源现状进行初步探讨。同时, 利用数值模拟方法研究油田热储温度的主要影响因素与变化规律, 分析油田伴生地热发电的优势与可行性, 评价现有国内外油田伴生地热发电示范工程。最后, 对油田伴生地热的高效开发和利用, 尤其是地热发电的前景进行讨论。

1 油田伴生地热资源评价方法及其改进方法

地热资源量的确定无疑十分重要。例如, 热储可供地热发电的功率为 100MW , 由于地热资源量的评价不准确或其他原因使得实际安装的功率只有 20MW , 这无疑会造成不必要的地热资源的浪费。反之, 如果热储可供发电的功率只有 20MW , 而实际安装功率为 100MW , 这也会造成不必要的投资浪费或者地热电站不能持续稳定地运行。

与石油、煤炭等矿产资源储量计算有明显不同, 确定地热资源量的主要困难在于无法准确定义热储的几何边界, 即使确定了热储的几何边界, 边界内外仍有地热能交换, 这一部分地热能如何评价和计算目前仍然有许多争论。总体来说, 地热资源量的计算方法比较多, 常用的主要有热储体积法、地表热流量法、平面裂隙法、类比法及岩浆热平衡法, 这些评价方法的优缺点如表 1 所示。

在地热资源评价方法中, 一般认为热储体积法较为可取, 因为热储体积法计算所需参数原则上可以实测或估计, 因此目前热储体积法使用比较普遍, 几乎适用于所有地质条件。下面对不同条件下的热储体积法进行分析和讨论。

表 1 地热资源评价方法的优缺点比较

Table 1 Comparison of advantages and disadvantages of geothermal resource evaluation methods

方法	所需数据	优点	缺点
热储体积法	储层面积、厚度, 平均比热, 温度	可适用于任何地质条件, 计算所需的参数原则上可以实测或估计出来	结果可能偏低
地表热流量法	天然放热量, 已开发地热田热产量	较接近合理数量, 稳定	只适用于已有地热开发的地区
平面裂隙法	平面裂隙模型	模型简单	地质条件要求非常特殊, 无普适性
类比法	已开发地热系统生产能力	计算简便	结果粗略
岩浆热平衡法	主要针对干热岩地热资源评价		

1.1 计算方法 1(常规地热田标准方法)

根据中华人民共和国地质矿产部标准 DZ 40—1985^[15], 适用于常规地热田的地热资源量的计算公式为

$$Q_R = Ad(t_r - t_j)\bar{C} \quad (1)$$

$$\bar{C} = \rho_c C_c (1 - \phi) + \rho_w C_w \phi \quad (2)$$

式中, A 为区块面积, m^2 ; d 为区块平均厚度, m ; ϕ 为储层的平均孔隙度; t_r, t_j 分别为储层和常温层温度, $^{\circ}C$; ρ_c, ρ_w 分别为储层岩石和地层水密度, $kg \cdot m^{-3}$; C_c, C_w 分别为储层岩石和地层水比热, $J/(kg \cdot ^{\circ}C)$ 。

1.2 计算方法 2(油田伴生地热: 考虑油气水饱和度)

传统的地热田主要分为蒸汽田和热水田, 产出物为蒸汽及热水; 而油气田的产出物为水或含油气的液体, 其温度可达 $120^{\circ}C$ 左右, 例如华北油田许多井的采出液就是如此。在很多情况下, 含油气盆地中的含油气层(包括水层)往往就是热储层。

地热资源评价中, 传统的热储体积法只考虑了岩石、水两相的热量^[16-17], 而油气伴生地热资源中的流体含有油、水两相或油、气、水三相。因此, 需要在传统热储体积法的基础上对其进行改进, 加入油相和气相饱和度的参数。

2000 年, 阎敦实和于英太^[18]首先将油相加入到传统热储体积法公式中, 使其可用于储藏地热资源的计算; 2007 年,

Ciptomulyono^[19]在传统热储体积法公式中将水和水蒸汽分为两相进行计算; 2010 年, Sun 和 Li^[20]通过考虑油、气两相饱和度和对地热资源量的影响, 改进了现有的热储体积法, 可分别算出岩石、地下水、原油以及天然气的热资源量。改进后的适用于油气田伴生地热资源评价的公式为

$$Q_R = Ad(t_r - t_j)[\rho_c C_c (1 - \phi) + \rho_w C_w S_w \phi + \rho_o C_o S_o \phi + \rho_g C_g S_g \phi] \quad (3)$$

式中, ρ_o, ρ_g 分别为原油和天然气密度, $kg \cdot m^{-3}$; C_o 和 C_g 分别为原油和天然气比热, $J/(kg \cdot ^{\circ}C)$; S_w, S_o, S_g 分别为水、油、气饱和度和, 三者之间的关系为

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (4)$$

1.3 计算方法 3(油田伴生地热: 考虑油气水饱和度变化)

方法 2 考虑了油气水三相情况, 但未考虑开采过程中油气水相的饱和度变化。为此, 在方法 2 基础上, 本文增加考虑油气水三相的饱和度变化, 推导出方法 3。方法 3 模型如下:

$$Q_R = Q_i - Q_a \quad (5)$$

$$Q_i = AhT_r\bar{C}_i \quad (6)$$

$$Q_a = AhT_a\bar{C}_a \quad (7)$$

$$E = Q_R \eta \quad (8)$$

$$\text{其中, } \bar{C}_i = \rho_r C_r (1 - \phi) + \rho_w C_w \phi S_{wi} + \rho_o C_o \phi S_{oi} + \rho_g C_g \phi S_{gi} \quad (9)$$

$$\bar{C}_a = \rho_r C_r (1 - \phi) + \rho_w C_w \phi S_{wa} + \rho_o C_o \phi S_{oa} + \rho_g C_g \phi S_{ga} \quad (10)$$

$$S_{wi} + S_{oi} + S_{gi} = 1 \quad (11)$$

$$S_{wa} + S_{oa} + S_{ga} = 1 \quad (12)$$

式中, Q_i 为初始地热资源量, Q_a 为废弃时的地热资源量, \bar{C}_i 为初始平均比热, \bar{C}_a 为废弃时的平均比热, S_{wi}, S_{oi}, S_{gi} 分别为初始含水、油、气饱和度, S_{wa}, S_{oa}, S_{ga} 分别为废弃时的含水、油、气饱和度。此外, 式(8)为地热发电量模型, η 为效率因子。

以华北油田某区块为例, 本文分别用上述 3 种方法对该区块在油水两相时的地热资源量、发电量和经济效益(电价同前)进行计算及对比, 计算所选用的区块参数见表 2, 其中废弃温度 T_a 为 $50^{\circ}C$, S_{wa} 为 0% , 效率因子为 12% , T_r 为储层温度, 结果见图 1。可以看出, 方法 3, 即考虑了开发过程中饱和度变化的方法计算出的地热资源储量、发电量及经济效益均低于方法 1 和方法 2(方法 1 的结果即含水饱和度为 100% 对应的结果), 未考虑饱和度变化的模型高估了地热资源量, 尤其在初始含水饱和度较低时, 高估的程度更加明显。

上述结果表明, 改进后的公式能更真实地描述油气田地热资源储量, 其计算结果比传统热储体积法的计算结果要低, 热储资源量随着温度和含水饱和度的增加而增加。值得注意的是, 在油田伴生地热和非伴生地热资源量的计算和评

表 2 华北油田某区块基本参数

Table 2 Basic parameters of a block in Huabei Oilfield

面积 A/m^2	厚度 h/m	孔隙度 $\phi/\%$	岩石密度 $\rho_r/(kg \cdot m^{-3})$	岩石比热 $C_r/(J \cdot kg^{-1} \cdot ^{\circ}C^{-1})$	原油密度 $\rho_o/(kg \cdot m^{-3})$
452	117	30	1956	857	850
原油比热 $C_o/(J \cdot kg^{-1} \cdot ^{\circ}C^{-1})$	地层水密度 $\rho_w/kg \cdot m^{-3}$	地层水比热 $C_w/(J \cdot kg^{-1} \cdot ^{\circ}C^{-1})$	气的密度 $\rho_g/(kg \cdot m^{-3})$	气的比热 $C_g/(J \cdot kg^{-1} \cdot ^{\circ}C^{-1})$	
2468	1000	4190	0.717	2227	

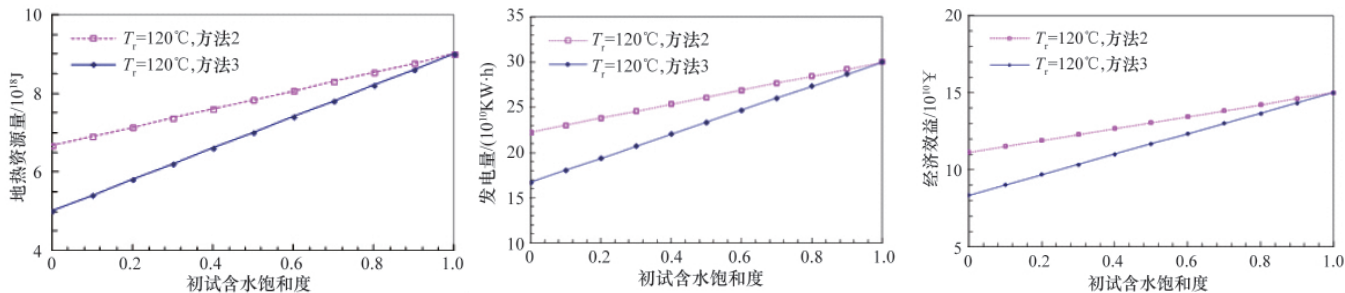


图 1 油水两相时地热资源量(a)、发电量(b)和经济效益(c)与初始含水饱和度的关系

Fig. 1 Relationship between geothermal resource (a), generating capacity (b), economic benefits (c) and initial water saturation in the case of oil-water two-phase

价方面,仍然有许多问题有待进一步解决,例如如何确定可采地热资源量以及如何确定几何边界等。

2 中国油田伴生地热资源

原地质部(后改为地质矿产部)自 20 世纪 50 年代起,就 对全国温泉进行了调查评价,近 30 年来,通过勘查和评价, 为国家探明了一批中高温地热田,初步掌握了全国深度在 2000m 以内的地热资源的基本状况和分布规律。近几年来,对 深层(3000—10000m)地热资源的调查与评价已经取得了初 步成果。

国内一些研究机构(如中国科学院、中国地质科学院水 文地质环境地质研究所、中国地质环境监测院、中国地质调查 局发展研究中心、吉林大学、天津大学、中国地质大学等)在地 热资源评价上做了许多工作,取得了一系列研究成果^[18,21-25]。

油田伴生和非伴生地热资源量的调查和评价几十年来 也取得了许多成果,但仍有许多工作需要进一步深入和细 化。例如,地热资源量评价方法有待完善、统一和标准化;评 价区域有待增加;热储深度有待提高;地热资源的分类有待 考虑新技术影响等。

2.1 地热资源评价方法与软件

根据前述地热资源计算方法 3,一个盆地或一个区域在 一定深度范围内的总地热资源量可采用下述公式进行计算:

$$Q_r = \Delta x \Delta y \Delta z \sum_{k=0}^L \sum_{j=0}^n \sum_{i=0}^m (T_r \bar{C}_r - T_a \bar{C}_a) \quad (13)$$

式中, Q_r 为地热资源量, J; Δx 、 Δy 、 Δz 分别为研究区剖分各单 元格的 x 、 y 、 z 方向的间隔, m; m 、 n 、 L 分别为 x 、 y 、 z 方向 的剖面网格单元数。除上述常量外,还需两项输入参数:(1) 研究 区不同深度地温平面图;(2) 地名或井位,用于显示地理底 图。对于非油田区地热资源的计算,将含油与含气饱和度设 定为零代入上述公式即可。

在上述方法的基础上,编制了相应的软件,并对四川盆 地地区进行初步的计算。图 2 是四川盆地及周边地表形态与 地下结构。

根据图 2 所示四川盆地及周边地表形态与地下结构,以

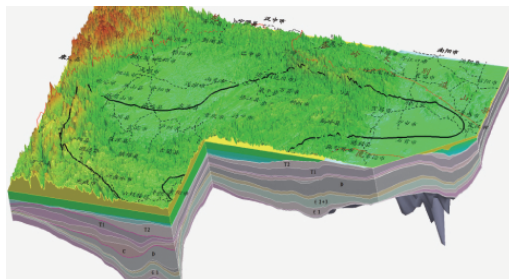


图 2 四川盆地及周边地表形态与地下结构

Fig. 2 Surface morphology and underground structures in Sichuan Basin and its surroundings

及图 3 给出的四川盆地不同深度的地温平面图等数据,可以 确定有利的地热资源区域。

图 4 是利用该软件得到的四川盆地温度分别大于 120°C 和 220°C 的地热资源区域。

该方法与软件的适用性比较广,不仅适用于各种尺度 (单井、油田、盆地、全国),而且适用于多种类型的地热资源。

2.2 华北油田地热资源

华北油田具有丰富的常规和伴生地热资源,许多专家学 者已经进行了比较系统的评价和研究^[18,21,26]。华北油田是中石 油乃至中国最早开发利用地热能的油田之一,1998 年就建立 了地热综合利用基地,先后发展了地热供暖、地热温室 大棚、伴热输油以及地热发电等项目^[27-28]。

冀中拗陷上第三系热田热储分布面积广,横向无严格分 隔界线,以热储厚度、温度及区域断层综合划分为 11 个区, 总面积 18614km²,占油区面积的 65.5%。地热资源估算结果 是:上第三系地热资源 663.47×10¹⁸J(相当 227×10⁴t 标准煤), 地热水资源 15699.5×10⁸m³。其中馆陶组地热资源 364.14× 10¹⁸J,地热水资源 5408.4×10⁸m³;明化镇组地热资源 299.33× 10¹⁸J,地热水资源 10291.1×10⁸m³。油区内 20 个潜山地热田总 面积 7110km²,地热资源总量 641×10¹⁸J(相当 218.9×10⁴t 标准 煤),地热水资源量 1994×10⁸m³。其中,经济型地热资源量 162×10¹⁸J,地热水资源量 794×10⁸m³;亚经济型地热资源量 479×10¹⁸J,地热水资源量 1200×10⁸m³^[29]。

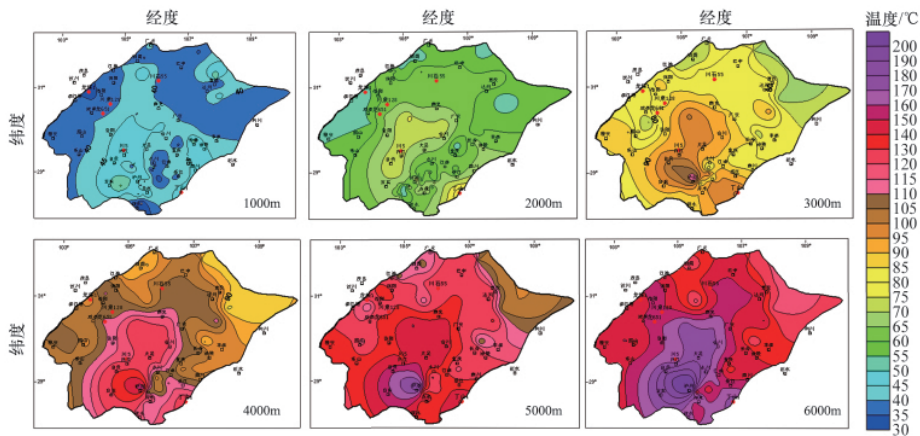


图3 四川盆地不同深度的地温平面图

Fig. 3 Ground temperature distribution at different depths in Sichuan Basin

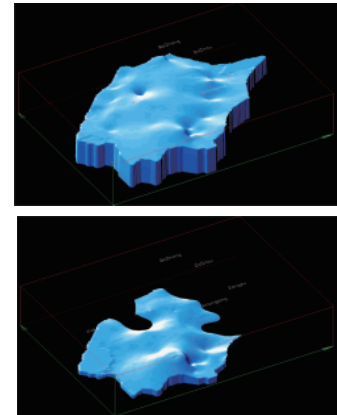


图4 四川盆地温度高于120°C(a)和高于220°C(b)的地热资源区域

Fig. 4 Geothermal resource area with a temperature of higher than 120°C (a) and 220°C (b) in Sichuan Basin

2.3 大庆油田地热资源

大庆不仅有丰富的石油资源,也有十分可观的地热资源。1997年,大庆油田有限责任公司开始对大庆的地热资源进行研究评价,先后开展了大庆地区、林甸地区、东风地区、杜尔伯特地区的地热资源评价,确定了其成因类型、基底岩性和断裂分布特征,研究了地温分布、热水化学性质、热储物性参数变化规律,基本掌握了该地区的地热资源状况^[2]。

大庆油田从1998年开始进行了有关地热方面的研究。1998年由大庆石油学院、大庆市地热开发办联合完成了“大庆市东风区块地热资源评价研究”报告,范围是大庆长垣北部以东地区,即油田东边界以东、东风新村及大庆开发区一带的区域。该区是大庆市政府的所在地,构造位置位于松辽盆地中央凹陷区的明水阶地南部,大庆长垣北端,三肇凹陷北部。区内总地热资源量 $7.35 \times 10^{10} \text{m}^3$ 。

1999—2001年,大庆油田有限责任公司先后开展了大庆城区和松辽盆地北部地区的地热资源评价。其中大庆城区地热水资源量为 $11.2 \times 10^{10} \text{m}^3$,按每平方公里钻一口地热井、每口井日产水量 1000m^3 计算,可以稳产30年,可见大庆城区的地热资源具有很高的开采价值和利用价值。通过对520口井的地质、地温资料进行评价后认为,松辽盆地北部地热资源丰富,4个主力资源层地热水资源量为 $40.9 \times 10^{10} \text{m}^3$,折合标准煤/油当量为 $21.1 \times 10^8 \text{t}/14.8 \times 10^8 \text{t}$ 。

2.4 中国主要油田区地热资源

中国石油管辖有大庆、辽河、新疆、长庆、塔里木、吉林、华北等14家油田,登记探矿权面积180多万 km^2 ,占全国矿权面积的40%以上,其中包括了地热资源丰富的大多数盆地。部分油井可以转化为地热井,用于地热开发。中国石油共钻井20多万口,只需对其中的部分探井稍加改造,即可用于地热开发,现有油田采出水应用潜力十分巨大。目前老油田采出程度高,含水已达80%—90%,采出水处理迫在眉睫。每

年油田产水超过 $5 \times 10^8 \text{t}$,平均温度40—50°C^[30]。

根据初步测算,中国主要油田区5000m以内地热资源总量约为 $6000 \times 10^8 \text{t}$ 标准煤。考虑到地温—深度的对应增加关系,10000m以下的地温更高,地热资源总量将更大。

总的来说,中国油田区总的地热资源量以及各油田的地热资源量分布情况仍然有待进一步调查和研究,尤其是大于3000m深度的地热资源量。应利用改进的地热资源计算和评价方法以及编制的相应软件开展这方面的工作。

3 油田热储温度的影响因素与变化规律

热储温度是地热田的关键参数之一,对于油田伴生地热的应用来说,油藏温度就是热储温度。在开发油田伴生地热的过程中,影响油藏温度的主要因素有:(1)油井或油田总的采液与回注速度;(2)回注水的温度;(3)油藏岩石/流体(油气水)的导热系数;(4)油藏本身的地质结构;(5)油藏边、底水水体的大小与活跃程度;(6)油藏岩石的渗流特征参数,如渗透率等。石油工业界一般情况下(热采方式除外)不考虑油藏内温度场的变化,有些常用的油田数值模拟软件甚至无法考虑油藏内部温度的影响。本文采用数值模拟方法主要对上述前3个影响油藏温度的参数进行研究^[31],探讨不同情况下油藏(热储)温度的变化规律,所用数值模拟软件为CMG公司的Star,选用的目标区块为某油田,研究结果如下。

3.1 基本模型参数

该区块有23口井,其中7口注入井,16口生产井,网格数 $N_x \cdot N_y \cdot N_z = 55000$,储层孔隙度和渗透率模型如图5所示。

3.2 不同模拟方案

为了更好地分析注水量、注水温度、热导率的敏感性,本文共设计了18组模拟方案进行对比。注水量的变化范围为500—8000 m^3/d ,回注温度的变化范围为20—50°C,岩石导热系数见表3。

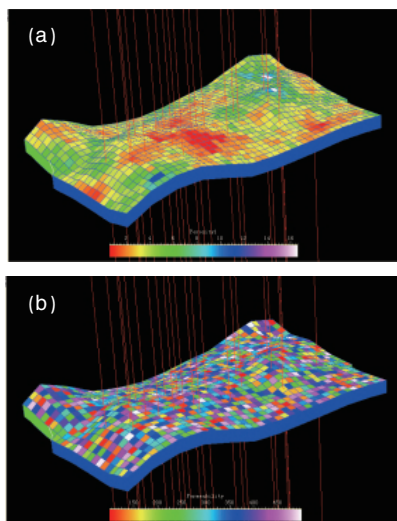


图5 研究区块储层孔隙度模型(a)和渗透率模型(b)
Fig. 5 Porosity model (a) and permeability model (b) of the studied reservoir block

表3 模拟不同的岩石导热系数

Table 3 Thermal conductivity coefficients of different rocks

序号	岩石导热系数 $\lambda / (\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	注入温度 $t / ^\circ\text{C}$	单井注水量 $Q / (\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$
19	2.76	35	3000
20	7.153	35	3000

3.3 数值模拟结果与讨论

图6给出了采出液回注温度 20°C 时,不同单井注水量条件下温度随注水时间下降的模拟结果。可以看出,随着冷水的持续注入,油藏的平均温度会稳定下降。在同一注入温度下,随着注水量的增加,油藏平均温度的下降趋势变快。

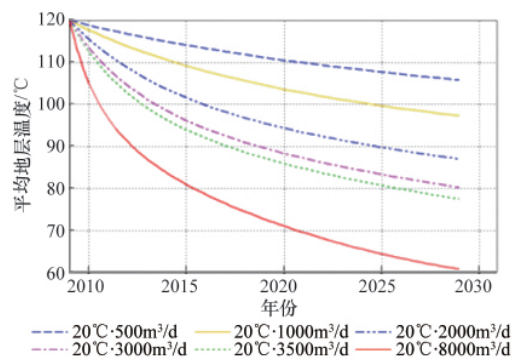


图6 不同注水量下平均地层温度与注水时间的关系
Fig. 6 Relationship between the average formation temperature and water injection time

当油藏原始温度 120°C 、注入温度 20°C 、注水周期10a时,以注水量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ 持续注入,油藏温度下降在 10°C 以内;以注水量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 持续注入,热藏温度下降在 20°C 以内;

以注水量 $2000\text{—}3500\text{m}^3/\text{d}$ 持续注入,油藏温度下降约 30°C ,油藏温度到达其温度下限 90°C ;当注水量达 $8000\text{m}^3/\text{d}$ 时,油藏温度下降幅度 $45\text{—}50^\circ\text{C}$ 。

当注水周期20a时,以注水量 $500\text{—}1000\text{m}^3/\text{d}$ 持续注入,油藏温度下降约 20°C ;以注水量 $2000\text{—}3500\text{m}^3/\text{d}$ 持续注入,油藏温度下降为 $30\text{—}40^\circ\text{C}$;当注水量达 $8000\text{m}^3/\text{d}$ 时,油藏温度下降幅度高达 60°C 。据此分析,在注入温度 20°C 时,回注量以不超过 $500\text{m}^3/\text{d}$ 为宜。

图7给出了采出液回注温度 20°C 时,不同注水量条件下累计产油量与开发时间的关系。可以看出,产油量的增加也是可观的。这与单井组的模拟结果是基本相同的。

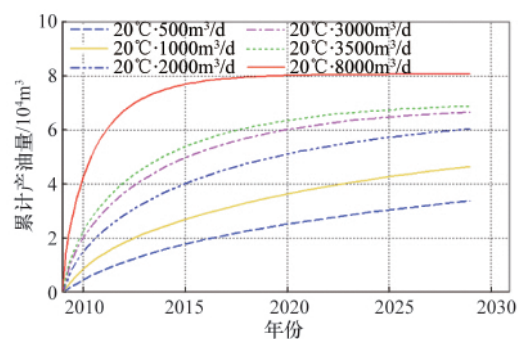


图7 不同注水量下累计产油量与开发时间的关系
Fig. 7 Relationship between cumulative oil production and development time

图8给出了采出液回注温度 20°C 时,不同注水量条件下含水率与注水时间的关系。可以看出,含水率变化不是很大。这一结果与油水两相渗流理论一致,即在含水饱和度比较高时,含水率随含水饱和度的增加而增加的幅度比较小。

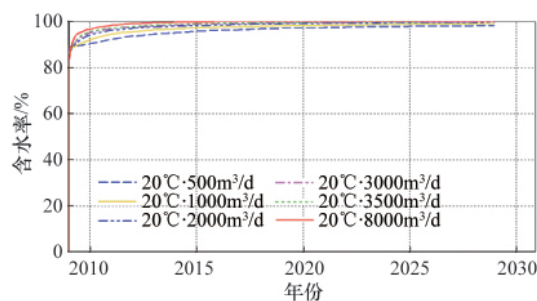


图8 不同注水量下含水率与注水时间的关系
Fig. 8 Relationship between water cut and water injection time

对于不同的回注温度,基本趋势是一样的。从现有的数值模拟结果可知,回注温度越高、回注量越少,利用油田采出液发电时油藏温度下降越慢。图9为注入温度 35°C 、注水量 $3000\text{m}^3/\text{d}$ 时,不同导热系数下的模拟结果。可以看出,当注入温度 35°C 、注水量 $3000\text{m}^3/\text{d}$ 、注水周期20a以内时,导热系数对油藏温度下降的影响不大。

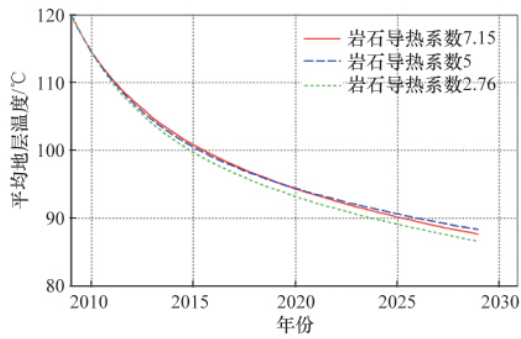


图9 不同导热系数下平均地层温度与开发时间的关系

Fig. 9 Relationship between the average formation temperature and development time

4 油田伴生地热发电的优势与可行性

4.1 地热发电与常规化石能源发电比较

利用地热能发电(以下简称地热发电)不同于利用其他能源发电,煤炭、石油、天然气等化石能源发电模式的所有设备几乎都在地面或近地面,燃料或能源的供给也都可以在地面或近地面实现,然而,地热发电既有地面设备也有地下设备,有些甚至要安装到地下数千米深处,例如开采地热能所需的井孔设施。另外,地热发电所需的“燃料”(中高温流体)来自地球的深部数千米深处的热储。更为重要的是,地热发电过程中,地面设备、地下设施以及热储必须有效地相互匹配和协调运行,否则,一方面可能造成地热发电的成本太高,另外一方面可能造成不必要的地热资源浪费或者地热电站不能持续稳定地运行。同样由于上述特征,每一个地热发电站都可能需要根据热储的地质条件、温度、深度等参数进行专门设计,换句话说,可能不会有完全相同的两个地热发电站。而如果采用常规化石能源,例如煤炭、天然气,完全可以建成两个相同的发电站。

一般情况下,地热发电的成本在目前的化石能源价格条件下比常规化石能源发电站的高。但是,值得注意的是,地热发电基本上不排放二氧化碳等温室气体,如果考虑碳排放成本,地热发电将具有一定的优势。

4.2 油田伴生地热发电与常规地热发电比较

目前中低温地热发电的主要问题之一是成本高,而钻井成本约占60%以上。利用油田伴生中低温地热发电则可以很好地解决这一问题,因为地热发电站所需要的基础设施,如:井、公路、输电线路等,都已经具备。不但如此,还有大量报废油气井或勘探评价阶段的“干井”可以利用,使之起死回生变成“热井”或“油热电”联产井,甚至还可以解决边远地区的用电问题。由于对环境保护的要求越来越高,报废油气井需要大量经费,尤其是海上油气田,如果能将那些本来应该报废的油气井变为“油热电”联产井,则不但可以节约大量报废成本,还因为“油热电”联产可以创造较高的经济效益。与常规中低温地热发电相比,利用油田伴生中低温地热资源发电另外一个

独特的优势是油田热储的回注或回灌系统大部分已经探明或者已经成功运行。国际上,尤其是中国,相当一部分中低温热储由于渗透率低等原因,难以进行回注或回灌效率过低,利用油田伴生地热发电则基本上没有回注困难的问题。

利用油田伴生中低温地热资源发电的其他优势如下:

(1) 不消耗不可再生的化石燃料;(2) 发电系统的余热还可以用来进行伴热输油或其他直接应用;(3) 可以利用政府新的能源政策减少税收负担;(4) 小型地热发电站的发电量能满足抽油机的需要,可能还有剩余用于对外出售;(5) 地热能是清洁能源、绿色能源,可以体现良好的企业形象;(6) 经济效益比较好,投资回收期一般为3—5a。

4.3 油田伴生地热发电与 EGS 地热发电的比较

近年来,地热增强系统(Enhanced Geothermal System, EGS)在世界范围内受到了一定程度的重视。与 EGS 发电相比,利用油田伴生中低温地热资源发电的主要优势是地热开发成本要低得多,约占其成本的1/4或1/5。

地热增强系统大部分情况下需要新钻井,这既是地热增强系统的劣势也是其优势,劣势是成本高,优势是可能找到温度较高的地层,建立大功率地热发电站。因此,如果能够解决钻井和人工造储的成本问题,地热增强系统将有非常诱人的前景,并对地热工业做出巨大贡献。遗憾的是,欧洲(以法国、德国为代表)、美国、日本、澳大利亚等国家经过几十年不懈努力,到目前为止仍然没有证明地热增强系统的经济可行性。尽管对地热增强系统寄予厚望,但根据最近对国际上主要地热增强系统的历史与现状的调查情况看,短期内难以在降低钻井和人工造储成本方面有重大突破。

4.4 油田伴生地热发电与太阳能、风能发电比较

和太阳能、风能相比,地热发电不受气候的影响,电站的稳定性高。不出太阳或不刮风,太阳能或风能电站就不能发电,而利用储能系统一方面成本很高,另外一方面可能造成二次环境污染,如储能电池的泄漏、报废等造成的地下水环境污染问题。总体上说,地热电站的运行效率可达90%以上,约为太阳能、风能电站的3倍,说明地热发电的可靠性,不是垃圾电。目前中国的一个现实情况是,太阳能和风能发电仍然有难以上网的困难。遗憾的是,从安装功率看,目前国际上地热发电的发展却落后于太阳能和风能,尤其是中国。2009年世界地热发电装机容量($1.07 \times 10^4 \text{ MW}$)落后于太阳能($1.60 \times 10^4 \text{ MW}$),更远落后于风能($12.1 \times 10^4 \text{ MW}$)。

5 国内外油田伴生地热发电示范工程

5.1 美国 RMOTC 油田伴生地热发电先导性试验

为了探索利用油田伴生地热资源发电在技术、经济等方面的可行性,美国能源部 Rocky Mountain 油田研究中心(RMOTC)于2006年开展了利用油田产出水进行低温发电的先导性研究项目^[2]。该项目建成了—个250kW的有机朗肯循环(ORC)试验性电站(图10),该电站建造在美国怀俄明州北



图 10 250kW 有机朗肯循环 (ORC) 低温地热发电系统
Fig. 10 Geothermal power generation system of 250kW organic Rankine cycle using low temperature geothermal resource

部 Teapot Dome 油田 Naval 油藏 3 号区块 (NPR-3) 内。该电站利用平均温度 90.6—98.9℃ 油田产出水的热能发电, 日产液量 40000 桶/d, 采用双工质 (异戊烷) 方式发电, 其总发电量 180kW (净发电量 132kW), 冷却方式为空冷系统。该机组于 2008 年 9 月投入使用, 2009 年 2 月后因故障停止运行, 此间共发电 586MW·h; 经整修后于 2009 年 9 月重新启动, 后又发电 322MW·h, 目前一直连续稳定运行。

5.2 华北油田中低温伴生地热发电

如前所述, 华北油田具有丰富的中低温伴生和非伴生地热资源, 为了有效开发和利用这一清洁能源, 大批专家学者从多方面进行了比较系统的研究^[1, 18, 21, 27, 33]。2011 年华北油田建成了中国第一台 (世界第二台) 400kW 油田中低温伴生地热发电站^[20]。该示范性地热发电系统位于华北的留北油田, 该油田属于潜山油藏, 于 1978 年 6 月投入开发, 同年 10 月注水。经历了产量上升、产量快速递减和产量缓慢递减三个阶段。截止 2009 年 10 月底, 油藏总井数 27 口, 目前正常生产井 6 口。累计产油 401.85×10⁴t, 累计产水 823.59×10⁴m³; 累计注水 1510.67×10⁴m³; 地质储量采出程度 18.24%; 可采储量采出程度 95.9%; 目前日产液 1660.9t, 日产油 36.7t, 含水 97.8%, 油藏进入特高含水开发阶段。

在留北地热发电可行性研究过程中, Xin^[20]和 Gong^[31]等进行了大量相关的理论与工程研究, 例如大排量提液、回注以及热储温度变化等方面的数值模拟和现场试验。在大量早期研究基础上, 于 2011 年建成的留北地热发电示范系统并成功并网发电, 发动机等有关设备如图 11 所示。该示范性中低温油田伴生地热发电站长期运行的相关技术和经验可望应用于其他油田区地热能发电。

总的来说, 美国、法国、德国、日本、意大利、英国等国家已经掌握了中低温地热发电的关键技术, 已进入实际开发利用阶段, 并取得了较好的效果。中国目前也开始了中低温地热发电方面的相关研究, 已经取得了多项重要的进展, 不过仍然有许多关键技术问题亟待解决。



图 11 华北油田地热发电双工质螺杆膨胀机
Fig. 11 Binary screw expander used for geothermal power generation in Huabei Oilfield

5.3 油田伴生地热发电的可行性

如前所述, 利用油田伴生中低温地热资源发电, 与太阳能、风能发电相比具有稳定性好、电站运行效率高的优点; 与常规中低温和 EGS 发电相比, 具有成本低等优势。国外中低温地热发电技术比较成熟, 已有较多的成功实例。例如, 美国阿拉斯加 Chena 电站, 该电站位于美国阿拉斯加州 Fairbanks 市, 于 2006 年 7 月开始并网发电, 其地热流体的温度仅为 74.0℃, 是目前国际上地热资源温度最低的商业发电站之一; 电站总安装功率 200kW, 发电成本约 0.5 元/(kW·h), 到目前为止已经成功运行将近 6 年。利用油田伴生中低温地热资源发电目前受到国际上的高度重视, 美国能源部已经有一个这样的电站 (RMOTC) 成功运行一年以上, 其油井产出液体的井口温度约 76.6℃, 设计功率 250kW, 实际发电功率约为 180kW。以上这些实例说明, 利用油田伴生中低温地热资源发电在技术上是可行的。

假设地热资源温度 120℃, 出口温度 35℃, 根据计算^[33], 日产水量 35000m³ 时的发电功率达 11.7MW, 可以将发电功率定为 10MW, 其设备总投资约 1.36 亿元, 设备投资回收期约为 3 年。对于 10MW 的装机容量, 安装方式可以采用固定方式, 其他有关计算和参数总结如表 4 所示。可以看出, 对于 10MW 的装机容量, 投资回收期很短, 效益非常可观。根据研究^[33], 油田伴生地热资源温度为 120℃ 左右时, 利用产出水地热发电的投资回收期大部分情况下在 3—5 年之间, 具体取决于日产水量、发电规模等, 这说明在经济上也是可行的。

表 4 利用油田伴生地热发电的概念设计

Table 4 Conceptual design of generating electricity using oilfield associated geothermal power (coproduction)

日产水量 / (m ³ ·d ⁻¹)	设计功率 / MW	年发电 / 万 kW	年收入 / 万元	总投资 / 亿元	回收期 / a	安装方式
35000	10	8818	4409	1.36	3.1	固定

5.4 高效油热电联产方法

油井与常规地热井的主要差别之一是单井控制的能量 (即能量密度) 的不同, 油田的能量密度高, 而地热田的低。由

于上述因素,油井产油量的经济下限可以小于 10t/d,但是,对于常规地热井来说,这样的产量几乎没有任何经济价值,这可能是一般情况下油井的产液量比地热井的小很多的原因。因此,如果要在井口高效开发和利用油田伴生地热资源,首先需要提高油井的产液量或产液速度(“提掖”措施),这样,一方面能够提高采热的速度,另外一方面也可以减少沿井筒的热损失。即使在集液站进行油田伴生地热资源的利用,提掖措施也是有利的,可以减少沿井筒的热损失。问题是:提掖是否对原油的生产有利?石油公司的主业是原油生产,如果因为开发和利用伴生地热资源而影响原油生产,造成产油量下降,这显然无法接受。值得庆幸的是,根据数值模拟结果,在一定范围内增加产液量和回注速度可以增加油的产量,而且热储温度的下降和含水率增加的幅度并不是很大。根据模拟结果及其他研究成果^[29],提出了“高效油热电联产方法”:在热储温度递减率控制在小于 1℃的条件下,采用多种措施尽可能大幅度提高油井或油藏的产液量,从而实现多产油、多采热、热储温度和油田含水率基本稳定。采出的热能可以在井口或集液站进行发电,然后,剩余的低温热能还可以用来进行原油管道伴输。这样,油井或油田同时高效产油、采热、发电,即“高效油热电联产方法”。该方法的关键在于提高产液量的措施和控制热储温度的递减率小于 1℃。目前的主要方法如下:对于碳酸盐岩和砂岩油藏,可以采用酸化压裂或压裂^[28];对于特高含水或者已经废弃的油田,可以采用亚燃烧技术注入高能流体(包括催化剂等)使油层温度大幅度提高,从而降低原油粘度,提高原油产量以及产液量,具体技术详见文献[34]和[35]。

5.5 油田伴生地热发电与综合应用展望

随着时间的推移,地球上的人口将越来越多,而地球上的化石能源显然是有限的。毫无疑问,如果不大力开发新的、清洁的可再生能源,化石能源无法满足未来人类对能源的巨大需求。2012年8月,美国军事工程与支持中心(US Army Engineering and Support Center)已经公开开始招标采购可再生能源,其中包括地热发电,标的达 70 亿美元,这充分说明美国政府及军方对清洁的、可再生低碳能源的高度重视。

随着中低温地热发电技术以及油田热储工程方法的快速进步,在化石能源日趋短缺和对外石油依存度越来越大的情况下^[36],面对中国油田区目前巨大的化石能源消耗,尤其是原油管道输送加热,每年需燃烧数十亿立方米的天然气,大规模、大幅度高效开发利用油田伴生热能取代正在消耗的化石能源不但可行而且具有广阔的市场,不仅具有环境保护等方面的社会效益,而且具有巨大的经济效益。

总的来说,由于资源丰富、需求巨大、技术基本成熟等优势,油田伴生地热发电与综合应用在不久的将来呈现大规模、跨越式的发展。

6 结论

通过对油田伴生地热资源进行系统、深入分析,得到如

下初步认识和结论。

(1) 油田伴生地热资源的评价不同于常规地热资源的评价,选择合适的伴生地热资源的评价方法对于确定发电功率与应用载荷具有重要意义。

(2) 回注温度越高、回注流量越低,利用油田采出液发电时热储的温度下降越慢。

(3) 油田处于高含水时期,产液速度的提高对含水率的上升影响不是很大,但是对原油产量的提高比较显著。

(4) 岩石导热系数一定范围内对热储温度影响不大。

(5) 利用油田伴生地热能发电不同于常规的其他发电方式,地热发电需要地面、地下(热储)以及井筒系统与设备的高度协调和耦合机制。

(6) 高效开发和利用油田丰富的伴生地热资源,不仅可以获得清洁能源,而且还可以通过提高采液速度进一步提高石油的产量。

(7) 油田伴生地热的高效开发和应用,包括地热发电,在技术上可行、经济上有效。

致谢 衷心感谢中国石油天然气总公司华北油田分公司以及中国石油天然气股份有限公司有关领导和研究人员的大力支持和帮助。

参考文献 (References)

- [1] 李克文. 利用油气田伴生中低温地热资源发电的可行性研究[C]. 2010年中国地球物理年会, 浙江宁波, 2010-10-17-20.
Li Kewen. Feasibility of electricity generation using the middle-low temperature geothermal resources of oil and gas fields [C]. 2010 China International Geophysical Year Proceedings, Ningbo, Zhejiang, China, October 17-20, 2010.
- [2] 王社教, 闫家泓, 黎民. 石油行业开展地热能节能的发展前景[C]//全国地热产业可持续发展学术研讨会论文集. 北京: 中国能源研究会, 2005.
Wang Shejiao, Yan Jiahong, Li Min. Prospect of saving energy using geothermal energy in petroleum industry [C]//Proceedings of National Sustainable Development Symposium on Geothermal Industry. Beijing: China Energy Research Society, 2005.
- [3] Erkan K, Holdman G, Blackwell D, *et al.* Thermal characteristics of the Chena hot springs Alaska geothermal system [C]//Proceedings of Thirty-second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA: Stanford University, January 22-24, 2007.
- [4] Tester J, Blackwell D, Petty S, *et al.* The future of geothermal energy: An assessment of the energy supply potential of engineered geothermal systems (EGS) for the United States [C]//Proceedings of Thirty-second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA: Stanford University, January 22-24, 2007.
- [5] Bertani, R. Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report [C]//Proceedings of World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, April 25-29, 2010.
- [6] Bennett K P, Li K, Horne R N. Power generation potential from co-produced fluids in the Los Angeles Basin [R]//Stanford Geothermal Program Interdisciplinary Research in Engineering and Earth Sciences, Stanford University, Stanford, CA, GRC Trans, June 2012.
- [7] Lyle A, Johnson P E, Everett D W. Oil production waste stream: A source

- of electrical power [C]// Proceedings of Thirty-fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA: Stanford University, February 1-3, 2010.
- [8] Joost J, Brasz J B, Bruce P B, *et al.* Power production from a moderate temperature geothermal resource [C]//Geothermal Resources Council Annual Meeting, Reno, NV, USA, September 25-28, 2005.
- [9] Cubric S. Recovery of geothermal energy from oil reservoir aquifers[R]// American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, SPE 6976, 1977.
- [10] Bayliss B P. Introduction to geothermal energy [C]. California Regional Meeting, Bakersfield, CA, USA, November 8-10, 1972: 4176-MS.
- [11] Erdlac Jr R J, Trentham R C, Armour L, *et al.* Adding to the geothermal energy portfolio from deep sedimentary basins[J]. *Geothermal Resources Council Transactions*, 2006, 30: 875-883.
- [12] Erdlac Jr R J, Armour L, Lee R, *et al.* Ongoing resource assessment of geothermal energy from sedimentary basins in Texas [C]. Thirty-second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA, USA, January 22-24, 2007: SGP-TR-183.
- [13] McKenna J R, Blackwell D D, Moyes C P. *et al.* Geothermal electric power supply possible from Gulf Coast, Midcontinent oil field waters[J]. *Oil & Gas Journal*, 2005, 103(33): 34-40.
- [14] Zhang L, Liu M, Li K. Estimation of geothermal reserves in oil and gas reservoirs [C]// 2009 SPE Western Regional Meeting, San Jose, CA, USA, March 24-26, 2009: 120031-MS.
- [15] 中华人民共和国国土资源部. 中华人民共和国地质矿产部标准 DZ 40-1985[S]. 北京: 中华人民共和国国土资源部, 1985.
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Standard of Ministry of Geology and Mineral Resources, the people's Republic of China, DZ 40-1985 [S]. Beijing: Ministry of Land and Resources, 1985.
- [16] Sanyal S K, Sarmiento Z F. Booking geothermal energy reserves [J]. *Geothermal Resources Council Transactions*, 2005, 29: 467-474.
- [17] Sanyal S K. Ensuring resource adequacy for a commercial geothermal project[J]. *Geothermal Resources Council Transactions*, 2007, 31: 93-97.
- [18] 阎敦实, 于英太. 京津冀地区地热资源评价与利用 [M]. 中国地质大学出版社, 2000.
Yan Dunshi, Yu Yingtai. Geothermal resource evaluation and utilization of Jing-Jin-Ji Area[M]. Beijing: China University of Geosciences Press, 2000.
- [19] Ciptomulyono U. Geothermal potential estimation using its classification system, according to the national standardization agency of Indonesia[J]. *GRC Transactions*, 2007, 31: 69-73.
- [20] Sun W, Li K. Effects of fluid saturation and porosity on the estimation of geothermal resources in oil and gas reservoirs [C]//Proceedings of World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April, 2010.
- [21] 陈墨香. 华北地热[M]. 北京: 科学出版社, 1988.
Chen Moxiang. Huabei geothermal[M]. Beijing: Science Press, 1988.
- [22] 陈墨香, 汪集旸. 中国地热资源[M]. 北京: 科学出版社, 1994.
Chen Moxiang, Wang Jiyang. Geothermal resources in China [M]. Beijing: Science Press, 1994.
- [23] 王贵玲, 刘志明, 翟文静, 等. 中国地热资源潜力评估[C]//第十三届中国科协年会, 天津: 中国科协, 2011-09-11-13.
Wang Guiling, Liu Zhiming, Zhai Wenjing, *et al.* Potential evaluation of geothermal resources in China [C]//13th China Science and Technology Association Annual Conference, China Association for Science and Technology, Tianjin, China, 11-13 September, 2011.
- [24] 崔刚. 河间地热田群地热资源评价[R]. 河北任丘: 中国石油华北油田公司, 1997.
Cui Gang. Geothermal resources evaluation for Hejian thermal field group[R]. Renqiu, Hebei: CNPC Huabei Oilfield Company, 1997.
- [25] 陈墨香, 邓孝, 王钧, 等. 华北平原地下水热形成条件与赋存特征[J]. 地球科学-中国地质大学学报, 1985, 10(1): 83-90.
Chen Moxiang, Deng Xiao, Wang Jun, *et al.* *Earth Science: Journal of Wuhan College of Geology*, 1985, 10(1): 83-90.
- [26] 王钧, 黄尚瑶, 黄歌山, 等. 华北中生代沉积盆地的地温分布及地热资源[J]. 地质学报, 1983, 57(3): 304-316.
Wang Jun, Huang Shangyao, Huang Geshang, *et al.* *ACTA Geologica Sinica*, 1983, 57(3): 304-316.
- [27] 李苏武. 变废为宝、综合利用开发地热资源、发展新型产业[C]//21世纪中国地热可持续发展论文集, 北京, 2002: 140-145.
Li Suwu. Transformation of waste to treasure, comprehensive utilization of geothermal resource, development of new industries [C]//21 Century Sustainable Development Proceedings on China Geothermal Industry, Beijing, 2002: 140-145.
- [28] Xin S, Liang H, Hu B, *et al.* A 400kW geothermal power generator using co-produced fluids from Huabei Oilfield[J]. *Geothermal Resources Council Transactions*, 2012, 36: 219-223.
- [29] 梁宏斌, 钱铮, 辛守良, 等. 冀中拗陷地热资源评价及开发利用[J]. 新能源, 2010, 15(5): 63-68.
Liang Hongbin, Qian Zheng, Xin Shouliang, *et al.* *New Energy*, 2010, 15(5): 63-68.
- [30] 雷群, 王红岩, 魏伟, 等. 油气田地热开发前景潜力分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 127-129.
Lei Qun, Wang Hongyan, Wei Wei, *et al.* *Natural Gas Industry*, 2008, 28(12): 127-129.
- [31] Gong B, Xin S, Li K. Numerical studies on power generation from co-produced geothermal resources in oil fields and change in reservoir temperature[J]. *Renewable Energy*, 2012, in press.
- [32] Milliken M. Geothermal resources at Naval petroleum reserve-3 (NPR-3), Wyoming[C]//Proceedings of Thirty-second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA: Stanford University, January 22-24, 2007, SGP-TR-183.
- [33] Li K, Zhang L, Ma Q, *et al.* Low temperature geothermal resources at Huabei Oilfield, China [J]. *Geothermal Resources Council Transactions*, 2007, 31: 608-613.
- [34] Zhang L, Yuan J, Liang H, *et al.* Energy from Abandoned oil and gas reservoirs [C]//The 2008 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 20-22, 2008, SPE 115055.
- [35] Li K, Chen Y. Experimental study on the influential factors applied on the catalyst in sub-combustion catalytic cracking[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2010, 32(6): 143-150.
- [36] 汪集旸. 近年来地热学的研究与展望[J]. 地球物理学报, 1997, 40(S1): 249-254.
Wang Jiyang. *Acta Geophysica Sinica*, 1997, 40(S1): 249-254.

(责任编辑 马宇红, 朱宇)