

# 地热资源可循环利用井网模式评价方法

## ——以东营凹陷中央隆起带地热田为例

张红波

(中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

**摘要:** 在地热资源的开发利用过程中,为实现沉积盆地型地热资源的绿色可持续利用,并保持热储层压力不降低,地热尾水必须实施回灌,但不合理的采灌井网布局容易造成回灌井压力升高、采水井温度降低等问题。针对制约回灌的关键问题,提出利用数值模拟技术建立地热资源可循环利用井网模式评价方法,即在概化地热地质模型的基础上,利用渗流场—地温场耦合模拟软件 Petrosim-Tough2 进行地热流体运动和热交换的数值模拟,根据确定的最优单井出水量,针对不同的采灌井数比和采灌井距,通过经济评价和模拟运算,确定保证不产生热突破的最优井网模式。该评价方法有效地解决了沉积盆地型地热资源开发利用过程中采灌井网布局不合理导致热突破及回灌压力过高,进而造成成本过高的工程技术问题,可以为实现沉积盆地型地热尾水回灌及地热资源的绿色可持续利用提供有利的技术支持。

**关键词:** 地热资源 可循环利用 采灌井数比 采灌井距 井网模式

中图分类号: TE313.4

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)01-0086-06

## A well pattern evaluation method for geothermal resource recycling—A case study of geothermal field in the central uplift belt of Dongying sag

Zhang Hongbo

(Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

**Abstract:** In the process of the development of geothermal resources, the geothermal tail water must be recharged in order to realize sustainable utilization of geothermal resources in sandstone reservoirs of sedimentary basin and keep heat reservoir pressure constant. But unreasonable mining and filling well pattern is easy to cause increase in pressure of recharging wells and decrease in the temperature of water collecting wells. A well pattern evaluation method for geothermal resources recycling was established using numerical simulation technology aiming at the key problem that restricting recharge. Geothermal fluid migration and heat transfer were simulated numerically based on generalized geothermal geological model and the software Petrosim-Tough2 was used to conduct coupled simulation of seepage field and temperature field. And then according to the determined optimal water output of single well, for different number ratios of mining well and filling well and distance between mining well and filling well, the mode of optimal well pattern was established to avoid heat breakthrough through economic evaluation and analog calculation. This method is used to effectively solve problems caused by unreasonable well network pattern of mining well and filling well during geothermal resources development in sedimentary basins, which include the thermal breakthrough and the high recharge pressure and can result in engineering and technical problems leading to high cost. This paper provides good technical support for the realization of the geothermal tail water recharge in sedimentary basins and green sustainable utilization of the geothermal resources.

收稿日期: 2016-10-12。

作者简介: 张红波(1983—),男,山东东营人,工程师,硕士,从事石油地质和地热开采利用方面的研究工作。联系电话:(0546)8715437, E-mail: 20313380@qq.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“济阳拗陷及邻区地热资源评价与选区研究”(P13017)。

**Key words:** geothermal resources; recycling utilization; number ratio of mining and filling wells; distance between mining and filling well; mode of well pattern

地热资源的合理开发利用与地热田的资源条件、岩石与流体特性、热源补给情况、合理开发的限定条件以及综合利用项目的技术经济分析有着至关重要的联系<sup>[1-3]</sup>,因此,合理的井网布局对地热资源的开发利用至关重要。井网布局的关键问题在于采灌井数比和采灌井距。采灌井距过大会造成回灌压力过高,增加成本;采灌井距过小则容易导致热突破,不能保证热储层对回灌水的加热效果。目前数值模拟技术是进行井网模式设计和评价的重要方法<sup>[1]</sup>。以东营凹陷中央隆起带地热田为例,利用水热耦合数值模拟技术,在概化地热地质模型的基础上,应用渗流场—地温场耦合模拟软件 Petrosim-Tough2 建立数值模型,通过不同参数条件下的数值模拟运算,探讨地热资源可循环利用井网模式评价方法,以期合理的井网布局提供依据。

## 1 水热耦合数值模拟技术

针对数值模拟技术的研究从20世纪50年代开始,至今已发展得较为成熟<sup>[1-6]</sup>,而水热耦合数值模拟技术是基于水文地质概念模型的概化和抽象的数学模型,描述地下水系统各参数、度量之间的数量关系,在对数学模型识别、检验之后,进一步验证地下水系统与实际地热资源利用的吻合性,是定量评价和预测地热水水量和水质的方法<sup>[2]</sup>。该技术可以对地热系统的补给资源量进行评价,也可以预测各种开发利用条件下的地下水位变化趋势及其环境影响,已成为目前地热资源及其环境影响评价必不可少的方法。目前,针对地热资源利用及评价的研究,从单一描述地下热水的运动或热量的运移到同时描述地下热水的水流和热量的运移,由一维模型—二维模型—三维模型,从稳定流模型到非稳定流模型,已逐渐趋于深入。周训等建立同时描述地热系统中水流和热量运移的数学模型,对热水系统的开采动态进行了模拟和预测<sup>[2-3]</sup>。王心义等对天津塘沽地区馆陶组热储层进行详细分析,建立研究区热储层的数学模型,并提出地热应用的多目标优化管理模型<sup>[4]</sup>。国外对地热资源利用及评价的研究主要是针对数值模拟技术中的薄弱环节,采用新的数学工具分析不同尺度下的变化情况,合理地描述地下水系统中大量的不确定性和模糊因素。

笔者应用的渗流场—地温场耦合模拟软件 Pe-

trasim-Tough2 是一套用来模拟多孔介质和裂隙介质中多相态、多组分流体和热流的多维运移的软件,可以快速建立地热地质模型,并可以根据不同的目的查看模拟结果,主要用于模拟热储层、核废料处理、环境评价和修复以及在多变的饱和介质和含水层中流体的流动和溶质的迁移。

## 2 地热资源可循环利用井网模式评价方法的应用

### 2.1 地热田地质模型的建立

东营凹陷中央隆起带地热田为低温传导型层状砂岩地热系统。研究区断裂异常发育<sup>[7]</sup>,呈花状断层组合特征,地质条件复杂,断层对热储层的水平连通性影响较小,主要控制储层的厚度和分布特征。深部地热主要以热传导的形式向上传递,中央隆起带的自然地温梯度为 $4.02\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}^{[8]}$ 。研究区东营组和馆陶组热储层分布连续,孔渗性良好,储水能力较强,具备较好的供热能力;其中,馆陶组热储层的孔隙度为 $30\% \sim 36\%$ ,渗透率为 $800 \times 10^{-3} \sim 1\,400 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;东营组热储层的孔隙度为 $28\% \sim 30\%$ ,渗透率为 $900 \times 10^{-3} \sim 1\,200 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 。研究区的盖层包括馆上段、明化镇组及第四系,馆下段上部为河道间微相的泥岩组合,明化镇组下部主要为浅棕红色泥岩夹棕黄色泥质粉砂岩、粉砂岩及灰绿色粉砂岩,第四系平原组以松散黄色泥砂岩为主,其渗透性较差、热导率较低,是良好的隔水隔热顶板。研究区热储层的底板为沙一段,下部为泥岩夹粉砂岩,中部为泥岩夹生物灰岩,上部为粉砂岩,具有多层低渗透泥岩层,具有良好的分隔作用<sup>[9-13]</sup>。

东营凹陷中央隆起带地热田的压力场特征表现为在纵向上由常压带、压力过渡带和超压带组成。超压带出现的起始深度一般为 $2\,100\text{ m}$ ,强超压带主要分布在 $2\,800\text{ m}$ 以下<sup>[14-17]</sup>。由于针对研究区进行的地热流体运动和热交换的数值模拟的东营组底板埋深小于 $2\,100\text{ m}$ ,因此初始压力场设置可按照正常静水压力设置。

### 2.2 地热田数值模型的建立

建立的数值模型将研究区馆上段至第四系作为盖层,东营组和馆下段热储层作为主要模拟层,模拟层底部埋深为 $2\,500\text{ m}$ ,模拟层面采用研究区地震解释的层面数据。网格剖分时纵向上对主要模

拟层东营组和馆下段剖分为8层,其他层位剖分为3层;水平方向上采用多边形剖分法,并对计算精度高的区域进行局部加密,最大网格面积限制在1 km<sup>2</sup>左右。

网格化之后对数值模型进行校准,初步确定热储层参数和边界条件的变化范围,对数值模型分别进行天然状态和开采状态模拟。地温场的演化发生在特定的地质历史时期,将天然状态的模拟时间设定为1 Ma;初始地层压力条件按静水压力赋值与模型的各模拟层,初始地层温度条件依据中央隆起带地热田的自然地温梯度,设定为4.02 °C/hm。数值模型运行结束后的东营组底部地层温度为76~86 °C,馆陶组底部地层温度为64~67 °C,与实际地质情况较为吻合(图1a)。

开采历史拟合是利用地热田内抽水井进行抽水试验的水位监测资料对建立的地热田数值模型进行验证。在校正过程中,将测量的热储层的地层压力的变化值与模拟的地层压力变化值进行对比,当相对误差为最低值时则认为建立的地热田数值模型可模拟实际的地热田。研究结果(图1b)表明,研究区测量的热储层的地层压力的变化值与模拟的地层压力的变化值吻合较好,建立的地热田数值模型基本可反映地热田实际地层压力的相应变化。

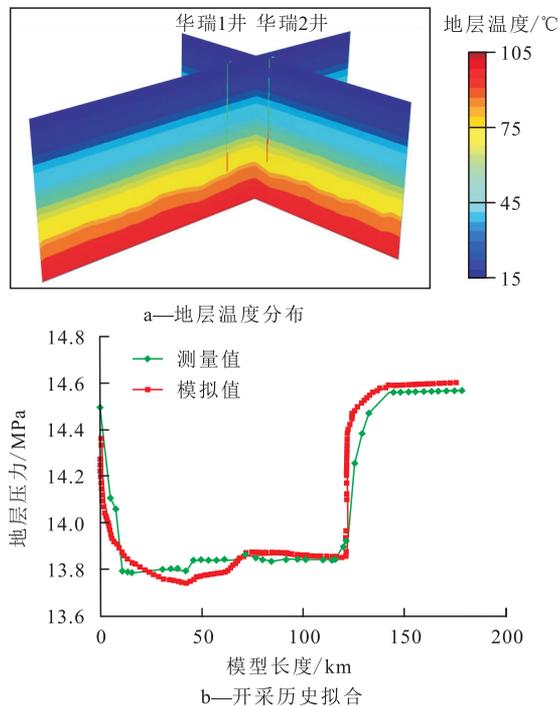


图1 东营凹陷中央隆起带地热田天然状态模拟1 Ma后地层温度分布及开采历史拟合

Fig.1 Simulation of formation temperature distribution after 1 Ma under the nature condition and exploitation history matching result in the geothermal field of the central uplift belt of Dongying sag

## 2.3 地热资源可循环利用井网模式评价

针对沉积盆地型地热资源的可循环利用井网模式评价方法是根据单井出水量和单井产热功率,结合供暖面积确定采灌井数比;通过不同回灌量的模拟,结合加压回灌成本、相应供暖面积的投资成本、运行维护费用及供暖收入,确定最优采灌井数比和回灌量;利用渗流场—地温场耦合模拟软件 Petrasim-Tough2 模拟回灌井温度的影响半径和采水井压力的影响半径,进而明确合理的采灌井距,确定合理的井网布局。

### 2.3.1 最优单井出水量的确定

根据地热地质模型中关于构造和沉积的研究成果,以砂体连通性好、厚度较大为原则,在建立的数值模型中确定采水井井位。开采时采水井井区形成水位下降,即为水位降深。基于已建立的数值模型,进行不同出水量的数值模拟,得到不同出水量对应的水位降深,分析出水量与水位降深之间的关系,以水位降深变化率降低的拐点作为该数值模型的最优单井出水量,确定研究区地热田最优单井出水量为65~75 m<sup>3</sup>/h。

单井产热功率是指相对于某一套具有一定温度的热储层,每口地热井的出水量所能提供的热功率<sup>[18-19]</sup>。根据 GB/T 11615—2010 规定的供暖热指标<sup>[19]</sup>为50 W/m<sup>2</sup>,可以得到单口地热井产量所能满足的供暖面积。计算结果表明,研究区地热田最优单井出水量条件下的单井产热功率为3.0~3.7 MW,供暖面积为6.0×10<sup>4</sup>~7.3×10<sup>4</sup> m<sup>2</sup>。

### 2.3.2 回灌量与回灌水头升高值关系的确定

在采水井附近设置1口回灌井,实施回灌时井区形成水位上升,回灌水头升高值即为回灌压力。基于建立的数值模型,进行不同回灌量的数值模拟,得到不同回灌量对应的回灌水头升高值,分析回灌量与回灌水头升高值之间的相关性。结果(图2)表明,回灌量与回灌水头升高值呈幂函数关系,其相关系数为0.997 2,回灌量为10和50 m<sup>3</sup>/h时对应的回灌水头升高值分别为20和110 m。通过回灌量与回灌水头升高值的幂函数关系,即可以计算出不同回灌量条件下的回灌水头升高值。

### 2.3.3 采灌井数比的确定

首先,根据研究区的单井出水量,按照最优单井出水量的不同百分比进行回灌,设计不同回灌量条件下的采灌井数比。例如当回灌百分比为10%时,对应的采灌井数比为1:10,回灌量为7 m<sup>3</sup>/h;当回灌百分比为50%~90%时,对应的采灌井数比为1:2,回灌量为35 m<sup>3</sup>/h。然后,根据回灌量与回灌水

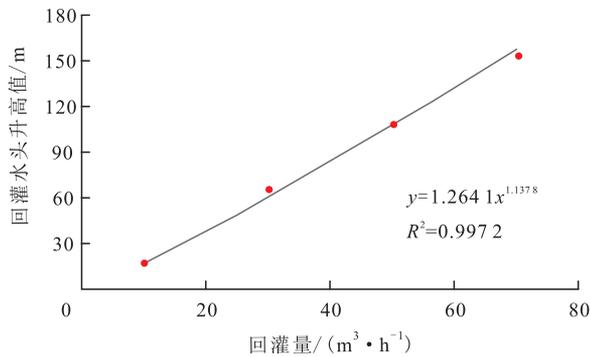


图2 东营凹陷中央隆起带地热田回灌量与回灌水头升高值的关系

Fig.2 Relationship between recharge volume and incremental value of recharging waterhead in the geothermal field of the central uplift belt of Dongying sag

头升高值的相关关系,确定不同回灌量条件下的回灌水头升高值。以供暖面积为 $5 \times 10^4 \text{ m}^2$ 为例,设计一采一灌、一采二灌、一采三灌、一采四灌、一采五灌、一采十灌等采灌井数比(表1);随着回灌井数的降低,回灌水头升高值逐渐增高,所需的配用电动机

功率和耗电量增大,运行维护费用指标增高,按照采暖收费标准为 $24 \text{ 元}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ,通过经济评价,确定以最大财务内部收益率对应的采灌井数比为最优采灌井数比。当回灌百分比为 $50\% \sim 90\%$ 时对应的内部收益率最大,为 $9.35\%$ ;因此,确定采灌井数比为一采二灌时的经济效益最高。

### 2.3.4 采灌井距的确定

采灌井距的确定主要取决于回灌井温度影响半径、采水井压力影响半径2个参数。首先,根据采灌井数比与回灌水头升高值的关系,确定最优采灌井数比所对应的回灌量,模拟单口回灌井条件下的温度影响半径随时间的变化,确定合理的模拟期限;然后,按照校正的出水量模拟得到的采水井水位降深(降低漏斗)影响半径随时间的变化,确定采水井压力影响半径;最后,以回灌井温度不产生热突破且尽量选择处于采水井压力影响半径内压力变化大的区域部署回灌井(易于回灌),建立合理的井网布局。

表1 东营凹陷中央隆起带地热田采灌井网模式经济评价

Table1 Economic evaluation on mining and filling wells pattern for geothermal field in the central uplift belt of Dongying sag

回灌百分比, %	采灌井数比/口	回灌水头升高值/m	回灌量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$	配用电动机功率/kW	投资成本/万元	运行维护费用指标/ $(\text{元} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a}^{-1})$	财务内部收益率, %
10	1:10	33	7	22	11 325	39.04	7.87
20	1:5	48	14	110	6 325	44.80	9.01
30	1:4	59	17.5	160	5 325	62.08	8.42
40	1:3	69	23.3	315	4 325	63.52	8.77
50~90	1:2	78	35	710	3 325	62.08	9.35
100	1:1	113	70	1 600	2 325	73.60	9.10

根据回灌井温度影响半径随时间的变化曲线(图3)可以看出,当回灌时间为50 a时,温度影响半径增加幅度显著降低;因此采用50 a为期限进行一采二灌的采灌动态模拟,分别采用750, 800, 1 150

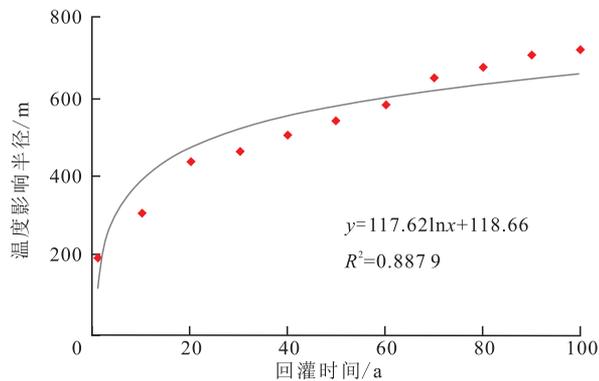


图3 东营凹陷中央隆起带地热田回灌井温度影响半径随时间的变化曲线

Fig.3 Variation of temperature influence radius with time of recharging well in the geothermal field of the central uplift belt of Dongying sag

和1 800 m的采灌井距进行温度影响半径的模拟(图4)。当采灌井距为750 m时,从2口回灌井的温度变化可以看出,在温度交会处存在温度突破的现

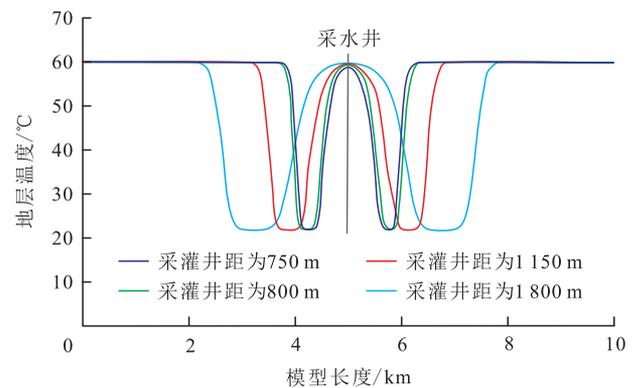


图4 东营凹陷中央隆起带地热田不同采灌井距地热尾水回灌井温度影响半径曲线

Fig.4 Temperature influence radius curves of geothermal tail water recharge for different distances between mining and filling well in the geothermal field of the central uplift belt of Dongying sag

象,而采灌井距为800 m处未出现温度突破现象,因此确定采灌井距至少应在800 m以上。随着采灌井距的增大,回灌水头升高值也逐渐增大,在模拟1个采暖期内的采暖季末时,单井累积采水量最大,通过与初始地层压力的对比(图5)可以看出,此时采水井的压力波及范围最大,即采水井压力影响半径最大;因此以原始地层压力与采水井波及压力的差值为0.1 MPa时的采水井压力波及半径为最大采水井压力波及半径,其值约为910 m。结合回灌井温度影响半径及采水井压力影响半径,确定合理的采灌井距约为800 m。

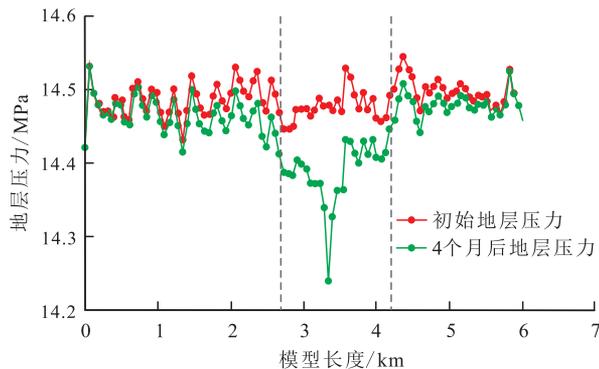


图5 东营凹陷中央隆起带地热田采暖季采水井东营组顶面地层压力分布曲线

Fig.5 Pressure distribution curves of the top surface of the Dongying Formation in the geothermal field of the central uplift belt of Dongying sag in the heating season

### 3 结论

针对沉积盆地型砂岩热储层地热尾水回灌压力高、易产生热突破的问题,利用渗流场—地温场耦合模拟软件Petrosim-Tough2建立地热资源可循环利用井网模式评价方法,较之前人通过钻井抽水试验及地热回灌示踪技术等实现井网部署,首次应用可视化数值模拟实现了钻前地热井网的部署及预测。地热资源可循环利用井网模式评价方法是在概化地热地质模型的基础上,建立基于三维水流运动及三维热流传导的数值计算模型,进行地热流体运动和热交换的数值模拟。首先按照确定的最优单井出水量换算不同回灌百分比条件下的回灌量,建立回灌量与回灌水头升高值的相关关系,计算出任意回灌量条件下所对应的回灌水头升高值及采灌井数比,进而通过经济评价确定最优采灌井数比,并模拟不同采灌井距条件下温度、压力变化情况,以采水井温度保持稳定及回灌井回灌压力较小为标准,确定采灌井距。该方法提高了井网部署

的科学性及准确性,为实现沉积盆地型地热尾水回灌及地热资源的绿色可持续利用提供了有利的技术支持。

#### 参考文献:

- [1] 薛禹群,谢春红.水文地质学的数值法[M].北京:煤炭工业出版社,1979.  
Xue Yuqun, Xie Chunhong. Numerical methods for hydrogeology [M]. Beijing: Coal Industry Press, 1979.
- [2] 周训,陈明佑,梁池生.地下热水运移数学模型简介[J].地质科技情报,2002,21(1):47-50.  
Zhou Xun, Chen Mingyou, Liang Chisheng. A brief review on mathematical models to describe geothermal water flow and heat transport [J]. Geological Science and Technology Information, 2002, 21(1): 47-50.
- [3] 朱家玲.资源评价与数值模拟在对井回灌系统中的应用[J].太阳能学报,1997,18(1):92-99.  
Zhu Jialing. Application of geothermal resources assessment and numerical study on doublet system [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 1997, 18(1): 92-99.
- [4] 王心义,李旭华,张百鸣.地热水资源开发的多目标优化管理[J].水利学报,2005,36(11):1 353-1 358.  
Wang Xinyi, Li Xuhua, Zhang Baiming. Multiple objective optimized management on geothermal water resources exploitation [J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2005, 36(11): 1 353-1 358.
- [5] 盛秀杰,金之钧,徐忠美,等.地质风险评价中的不确定性分析[J].石油实验地质,2014,36(5):633-641.  
Sheng Xiujie, Jin Zhijun, Xu Zhongmei, et al. Uncertainty evaluation of petroleum risk assessment [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(5): 633-641.
- [6] 于荣泽,卞亚南,齐亚东,等.页岩气藏数值模拟研究现状[J].石油与天然气地质,2014,35(1):131-137.  
Yu Rongze, Bian Yanan, Qi Yadong, et al. A review of numerical simulation of shale gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 131-137.
- [7] 唐其升.东营凹陷断裂系统与中央构造带形成机制[D].杭州:浙江大学,2007:100.  
Tang Qisheng. The fault system and formation mechanism of central structural zone in Dongying Sag [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2007: 100.
- [8] 龚育龄,王良书,刘绍文,等.济阳拗陷地温场分布特征[J].地球物理学报,2003,46(5):652-658.  
Gong Yuling, Wang Liangshu, Liu Shaowen, et al. Distribution characteristics of geotemperature field in Jiyang Depression, Shandong, North China [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2003, 46(5): 652-658.
- [9] 向立宏,赵铭海,郝雪峰,等.济阳拗陷东营组沉积体系新认识[J].油气地质与采收率,2016,23(3):8-13.  
Xiang Lihong, Zhao Minghai, Hao Xuefeng, et al. New understanding on sedimentary system of Dongying Formation in Jiyang depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 8-13.

- [10] 宋国奇,郝雪峰,刘克奇.箕状断陷盆地形成机制、沉积体系与成藏规律——以济阳坳陷为例[J].石油与天然气地质,2014,35(3):303-310.  
Song Guoqi, Hao Xuefeng, Liu Keqi. Tectonic evolution, sedimentary system and petroleum distribution patterns in dustpan-shaped rift basin: a case study from Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 303-310.
- [11] 刘惠民,刘鑫金,贾光华.东营凹陷北部陡坡带深层砂砾岩扇体成岩圈闭有效性评价[J].油气地质与采收率,2015,22(5):7-14.  
Liu Huimin, Liu Xinjin, Jia Guanghua. Evaluation on trap effectiveness for deep fan diagenetic trap in the northern steep slope zone of Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 7-14.
- [12] 陈杰,于正军,韩宏伟,等.东营凹陷坡移扇形成机制与分布规律[J].特种油气藏,2015,22(6):45-49.  
Chen Jie, Yu Zhengjun, Han Hongwei, et al. Forming mechanism and distribution pattern of slope slip fan in Dongying Sag [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(6): 45-49.
- [13] 李瑜.渤海湾盆地新近系油气资源潜力与勘探方向[J].大庆石油地质与开发,2014,33(1):54-57.  
Li Yu. Potentials and exploration orientation for Neogene hydrocarbon resources in Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1): 54-57.
- [14] 邱贻博.东营凹陷压力系统与油气成藏[J].特种油气藏,2015,22(3):58-61.  
Qiu Yibo. Pressure system and oil/gas reservoir forming in Dongying Sag [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 58-61.
- [15] 胡秋媛,李理.鲁西地区晚中生代—古近纪伸展构造的应力场数值模拟[J].石油实验地质,2015,37(2):259-266.  
Hu Qiuyuan, Li Li. Numerical simulations of tectonic stress fields for Late Mesozoic—Paleogene extensional tectonics in western Shandong [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 259-266.
- [16] 汪佳.兰西地区地热田的形成及地热资源潜力评价[J].大庆石油地质与开发,2015,34(2):57-61.  
Wang Jia. Formation of the geothermal reservoirs and evaluation of the geothermal resources in Lanxi area [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 57-61.
- [17] 赵铭海,李晓燕,宋明水,等.济阳坳陷东营组—馆陶组地热资源评价[J].油气地质与采收率,2015,22(4):1-5.  
Zhao Minghai, Li Xiaoyan, Song Mingshui, et al. Research on geothermal resources assessment of the Guantao—Dongying Formation in Jiyang depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 1-5.
- [18] 谢长芳,郑克棣,马大乐,等.DZ40—85地热资源评价方法[S].北京:中国标准出版社,1986.  
Xie Changfang, Zheng Keyan, Ma Dale, et al. DZ40-85 Method for geothermal resource assessment [S]. Beijing: China Standards Press, 1986.
- [19] 宾德智,刘延忠,郑克棣,等.GB/T 11615—2010地热资源地质勘查规范[S].北京:中国标准出版社,2010.  
Bin Dezhi, Liu Yanzhong, Zheng Keyan, et al. GB/T 11615-2010 Geologic exploration standard of geothermal resources [S]. Beijing: China Standards Press, 2010.

编辑 邹滢滢

(上接第49页)

- Qin Yong, Zhang Yousheng. Lagging and reaction kinetic mechanism of hydrocarbon regeneration from organic matters in coals [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2000, 25(3): 278-282.
- [37] 张有生,秦勇.沉积有机质二次生烃热模拟实验研究[J].地球化学,2002,31(3):273-282.  
Zhang Yousheng, Qin Yong. Investigation on the hydrocarbon regeneration from sedimentary organic matters by pyrolytic simulation [J]. Geochimica, 2002, 31(3): 273-282.
- [38] 刘洛夫,王伟华,李术元.干酪根二次生烃热模拟实验研究[J].沉积学报,1995,13(S1):147-150.  
Liu Luofu, Wang Weihua, Li Shuyuan. Investigation on secondary generation of hydrocarbons by thermal modelling of kerogen [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1995, 13(S1): 147-150.
- [39] 冉启贵.华北地区上古生界煤岩成烃及二次成烃研究[J].天然气地球科学,1995,6(3):13-17.  
Ran Qigui. Research on hydrocarbon generation and re-generation of the Upper Paleozoic coals in North China [J]. Natural Gas Geoscience, 1995, 6(3): 13-17.
- [40] 何瑞武,杜玉民,刘金,等.惠民凹陷南坡石炭二叠系煤层二次生气模式[J].煤田地质与勘探,2005,33(4):42-44.  
He Ruiwu, Du Yumin, Liu Jin, et al. Gas generation model of Permian—Carboniferous coal in south slope of Huimin Sag [J]. Coal Geology & Exploration, 2005, 33(4): 42-44.

编辑 邹滢滢