

引用格式: 盖长城, 赵忠新, 任路, 等. 中深层水热型地热资源集群式开发井位部署参数研究与应用——以 HTC 地热田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 638-646.

GAI Changcheng, ZHAO Zhongxin, REN Lu, et al. Research and application of well location deployment parameters for cluster development of medium-deep hydrothermal geothermal resources: A case study of HTC geothermal field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 638-646.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.04.014

中深层水热型地热资源集群式开发井位部署 参数研究与应用

——以 HTC 地热田为例

盖长城, 赵忠新, 任路, 颜艺灿, 侯本峰

(中国石油冀东油田公司, 河北唐山 063004)

摘要: 在中国“双碳”战略背景下, 清洁能源的高效开发利用逐渐成为各行业关注的焦点, 而中深层水热型地热资源是一种储量丰富、运行稳定、绿色环保的清洁能源。近年来, 随着地热资源开发利用程度逐渐增加, 开发模式逐渐向集群式发展, 相比以往的分布式开发模式, 集群式开发具有经济、稳定、抗风险能力高、改扩建能力强等优点。但开发模式、采灌井网、采灌井距等关键参数仍在探索阶段, 这些参数对集群式开发影响明显, 亟须对此开展机理研究、优化关键参数。以 HTC 地热田作为研究对象, 利用数值模拟技术, 耦合地下温度场、压力场、水流场建立数学模型, 分析不同开发模式、采灌井网、采灌井距条件下地下温度场、压力场、水流场变化规律, 确定最优参数, 指导矿场生产。实践证明, 该方法可有效保障地热开发项目稳定运行, 实现地热开发项目经济效益最优化。

关键词: 中深层水热型地热资源; 集群式开发; 数值模拟; 开发模式优化; 井网优化; 井距优化

中图分类号: TE09

文献标识码: A

Research and application of well location deployment parameters for cluster development of medium-deep hydrothermal geothermal resources: A case study of HTC geothermal field

GAI Changcheng, ZHAO Zhongxin, REN Lu, YAN Yican, HOU Benfeng

(PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063004, China)

Abstract: Under the framework of the national “double carbon” strategy, the efficient development and utilization of clean energy have become a focal point across various industries. Middle and deep hydrothermal geothermal resources, characterized by their abundant reserves and environmentally friendly attributes, represent a significant clean energy source. Recent trends have shown a shift from a distributed development model to a cluster development model for geothermal resources, offering advantages in terms of economy, stability, risk management, and scalability. However, the development mode, well patterns, and well spacing, key parameters in cluster development, are still under investigation due to their significant impact on the process. There is an urgent need to conduct research on these mechanisms and optimize the key parameters. In this study, the HTC geothermal field serves as the subject for our analysis. We employ numerical simulation technology to integrate the underground temperature field, pressure field, and water flow field into a comprehensive mathematical model. This model helps analyze the effects of various development modes and patterns, as well as the spacing of mining and irrigation wells, thereby identifying optimal parameters that can guide field production. Practice has demonstrated that this approach effectively ensures the stable operation of geothermal development projects and enhances their economic benefits.

Keywords: medium-deep hydrothermal geothermal resources; cluster development; numerical simulation; optimization of development modes; optimization of well pattern; optimization of well spacing

地热资源是一种储量丰富、绿色低碳、利用系数高的清洁能源, 而中深层水热型地热资源具有适用性更广泛、

运行更加稳定、更加绿色环保等特征^[1-3]。根据中国发布的《中国地热产业高质量发展报告》, 中国地热资源丰

收稿日期: 2023-11-06。

第一作者简介: 盖长城(1988—), 男, 硕士, 副研究员, 主要从事地热资源评价及开发工作。地址: 河北省唐山市路北区新华西道 101 号, 邮政编码: 063004。E-mail: 605491775@qq.com

基金项目: 中国石油科技部项目“东部油区地热成因机制与开发潜力研究”(2021DJ5501)。

富,资源量约占全球地热资源的六分之一,开发利用潜力巨大。截至2021年底,中国地热供暖(制冷)能力达 $13.3\times 10^8\text{ m}^2$,其中,中深层水热型地热能供暖为 $5.8\times 10^8\text{ m}^2$ 。

中深层地热资源开发利用主要分为分布式开发和集群式开发2种模式。分布式开发是指在用热单位附近,以单井点的方式部署地热井,就近取热,就近用热;集群式开发是指在资源富集区集中布井、规模开发、整体利用。分布式开发模式已在华北、天津等地区规模应用,而集群式开发模式尚未得到规模应用。随着地热资源高效开发利用的需求不断加大,分布式开发效率低、抗风险能力弱等缺点逐渐显现,难以满足目前地热资源开发需求。集群式开发模式、井网井距等关键参数对地热资源开发效果的影响机理尚缺乏研究^[4-10]。以HTC地热田为例,结合地热地质研究成果以及采灌试验结果,利用高精度三维数值模拟手段,开展地下温度场、压力场、水流场等多场耦合数值模拟,对集群式开发模式、采灌井网、采灌井距等关键影响参数进行优化,实现地热资源开发项目经济效益最优化。

1 地质背景

HTC地热田构造位置位于渤海湾盆地黄骅拗陷南堡凹陷,周边分布拾场次凹、林雀次凹和曹妃甸次凹3个次

凹以及柏各庄凸起、马头营凸起和老王庄凸起3个凸起(图1)。南堡凹陷是一发育在华北地台基底上经中生代、新生代裂隙作用形成的单断脊状凹陷,自上而下钻遇地层为新生界第四系平原组、新近系明化镇组和馆陶组地层^[11-12]。

构造有利热储层为新近系馆陶组,热储层埋深介于2 200~2 600 m,地层厚度介于400~450 m,砂岩厚度与地层厚度比介于0.4~0.7,孔隙度介于30%~33%,渗透率平均值为 $497\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属高孔中高渗储层^[12]。

南堡凹陷现今大地热流值介于 $93.8\sim 100.1\text{ mW/m}^2$,与河北雄县(大地热流值为 113.9 mW/m^2)、天津大港(大地热流值为 105.9 mW/m^2)基本相当。马头营凸起大地热流值相对较高,为 148.9 mW/m^2 ^[13]。热流分布呈现“凸起高、凹陷低”的特征。热源来自上地幔热量上涌与地层中放射性元素衰变共同生热,基岩埋深普遍超过3 500 m。第四系松散堆积和新近系明化镇组砂泥岩沉积为良好的盖层,盖层厚度介于1 800~2 000 m,地温梯度一般大于 $4.0\text{ }^\circ\text{C/hm}$ 。热储层埋深介于2 200~2 600 m,有效厚度介于140~220 m,地温梯度介于 $3.3\sim 3.7\text{ }^\circ\text{C/hm}$,采出水温度介于 $78\sim 90\text{ }^\circ\text{C}$ 。地下水矿化度介于1 000~3 000 mg/L,平均值为1 077 mg/L,属于微咸水;硬度介于 $0.14\sim 1.08\text{ mmol/L}$,平均值为 0.50 mmol/L ,属极软水;离子类型以 HCO_3^- 、 Cl^- 、 Na^+ 为主,其中 HCO_3^- 含量介于 $489.07\sim 608.54\text{ mg/L}$,

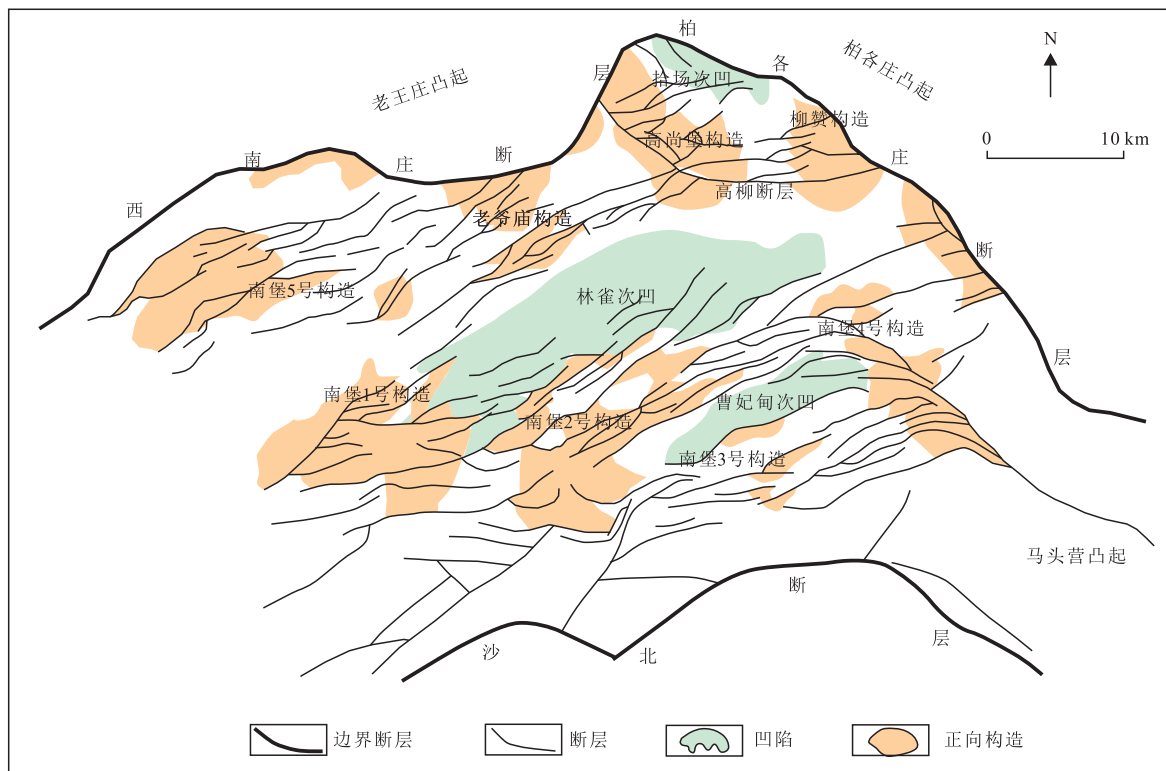


图1 渤海湾盆地黄骅拗陷南堡凹陷构造纲要图

Fig. 1 Structural outline of Nanpu Sag, Huanghua Depression, Bohaiwan Basin

Na^+ 含量介于 298.25~360.60 mg/L, Cl^- 含量介于 97.03~143.11 mg/L;富水性介于 2.22~2.78 L/(s·m),富水性较强^[13-19]。

2 采灌试验

利用 HTC 地热田中 2 口地热井开展抽水和回灌试验。抽水试验分 2 组多孔非稳定流开展,以确定采水井最大涌水量和最大降深情况(表 1)。第一组试验,在流量为 2 256 m³/d 时,含水层导水系数 $T=98.2 \text{ m}^2/\text{d}$,渗透系数 $K=1.07 \text{ m/d}$,弹性释水系数 $S=9.00 \times 10^{-5}$;第二组试验,在流量为 2 352 m³/d 时,含水层导水系数 $T=135.0 \text{ m}^2/\text{d}$,渗透系数 $K=1.47 \text{ m/d}$,弹性释水系数 $S=8.12 \times 10^{-5}$ 。综合分析确定,HTC 地热田最大涌水量为 100 m³/h,水位降深为 30 m^[11]。

回灌试验分 3 组进行,回灌试验前测得试验井水位为 36.91 m。第一组试验回灌量稳定在 50 m³/h,至试验结束时,测得抽水井动水位为 50.6 m;第二组试验进行了定流量回灌,回灌流量分别设定为 33、44、56 m³/h,至试验结束时,测得抽水井动水位为 53.3 m;第三组试验分别进行了 50、60、70、80 m³/h 多次定流量回灌,至试验结束时,测得抽水井动水位为 55.8 m(表 2)。综合分析试验结果,地热井回灌量为 75 m³/h^[11]。

表 1 地热井采水降压试验数据

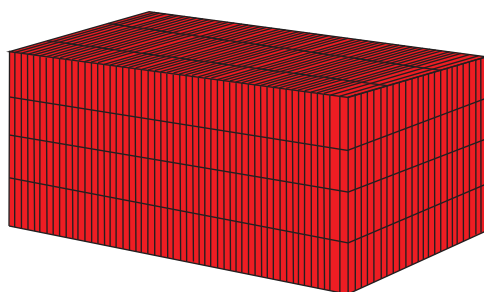
Table 1 Experimental data of geothermal well water depressurization

试验编号	时长/ min	流量/ (m ³ /d)	含水层导水 系数/(m ² /d)	渗透系数/ (m/d)	弹性释水 系数
第一组	870	2 256	98.2	1.07	9.00×10^{-5}
第二组	1 140	2 352	135.0	1.47	8.12×10^{-5}
平均				1.27	8.56×10^{-5}

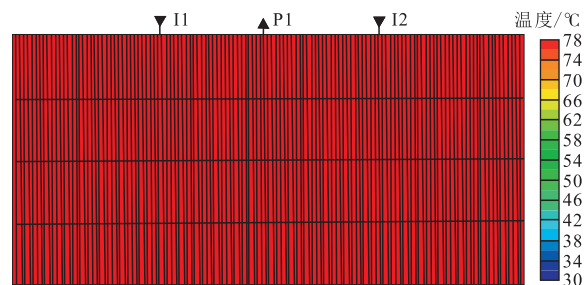
表 2 地热井回灌试验数据

Table 2 Geothermal well recharge experimental data

试验 编号	持续 时间/h	设计回灌量/ (m ³ /h)	最小回灌量/ (m ³ /h)	最大回灌量/ (m ³ /h)	动水位/ m
第一组	19.5	50	44.95	56.00	50.6
第二组	57.5	33/44/56	32.87	56.37	53.3
第三组	96.0	50/60/70/80	31.09	80.06	55.8



a. 概念模型三维图



b. 概念模型剖面

注:P1为采水井;I1、I2为回灌井。

图 2 地热田温度场概念模型

Fig. 2 Conceptual model of geothermal field temperature field

3 模型建立

根据 HTC 地热田地质概况,提取关键地质参数,利用 CMG 数值模拟软件 STARS 模块建立概念化三维数值模拟模型,模拟地热井采灌过程中,地下温度场、压力场、水流场等变化规律,进而明确该地热田最优开发模式以及井网井距^[20-24]。

模型储层厚度为 200 m,顶面埋深为 2 400 m,孔隙度为 31%,渗透率为 $497 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,温度为 78 °C。网格精度 10 m×10 m×50 m,网格数量 130 个×86 个×4 个,网格总数 4.5×10^4 个(图 2、表 3)。

4 井位部署参数研究

4.1 地下场变化规律研究

在地热田开发过程中,地下温度场、压力场均随着开发过程的推进不断变化,其变化规律主要体现在随着开发时间的累积,采水井井底压力逐渐降低,回灌井井底压力逐渐升高,在采灌压差的作用下,回灌井底低温流体逐渐向采水井底扩散,导致采水井温度降低,发生热突破,严重影响地热田的开发效果。

利用 CMG 数值模拟软件,模拟地热开发过程中地下

温度场、压力场、水流场变化特征,按采灌试验结果,设定单井采水量为100 m³/h,回灌井回灌量为75 m³/h。通过模拟结果可以看出,采水井井底压力随着采水井不断开采,压降范围不断向四周波及,并达到回灌井井底,采灌井之间形成生产压差,有效减小回灌井回灌压力(图3a)。从图3b可以看出,采水井井底温度为原始热储层温度,回灌井井底温度为30℃,随着回灌井不断回灌冷水,低温温度场逐渐向四周扩散,由于采灌压差的影响,低温温度场向采水井方向波及明显,但尚未达到采水井井底,未造成热突破。水流场变化特征与温度场相似,但水流场波及前缘小于温度场。

分析认为:在生产制度一定的条件下,同一储层地下压力场波及范围大于450 m,温度场波及范围约为270 m,水流场波及范围约为108 m,即波及范围压力场大于温度场大于水流场,当采灌井距大于压力场波及范围,采灌井之间无法形成有效压力差,回灌难度加大;当采灌井距小于温度场波及范围,地热井提前发生热突破,影响项目持久运行。因此,需优化采灌井网井距,使其处于压力场波及范围以内,温度场、水流场波及范围以外,可有效降低回灌井回灌压力,同时避免发生热突破,保证地热田开发效果。

表3 地热田模型关键参数

Table 3 Key parameters of geothermal field model

参数类型	参数名称	参数取值
地层参数	储层埋深/m	2 400
	储层厚度/m	200
	孔隙度/%	31
	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	497
	地层压力/MPa	24
流体参数	水热容/[J/(m ³ ·℃)]	4.20×10 ⁶
	水相热导率/[J/(m·d·℃)]	5.34×10 ⁴
岩石参数	岩石热容[J/(m ³ ·℃)]	2.35×10 ⁶
	岩石热导率/[J/(m·d·℃)]	6.60×10 ⁵
边界条件	热储温度/℃	78
	采水量/(m ³ /h)	100
	回灌量/(m ³ /h)	75
	回灌温度/℃	30
	采灌时间/a	30
模型参数	单网格水平长度/m	10
	单网格纵向长度/m	10
	单网格厚度/m	50
	网格数量/个	130×86×4

4.2 关键参数优化

影响地热资源开发效果的主要布井参数包括采灌井分布模式、采灌井距、采灌井网等^[4,25],开展单参数三维数值模拟研究,优选HTC地热田最优布井参数。

4.2.1 模式优化

采灌井分布模式分为内场采灌和外场采灌。内场采灌模式又称“对井”采灌模式,该种模式下采水井和回灌井交错分布,防止过早热突破是确定采灌井距的主要依据。外场采灌模式下,采水井、回灌井按照井别集中部署,二者距离较远(大于2 km),在系统热区之外,与生产储层可能不存在直接的水文联系^[26-28]。同种井别内,压力系统的影响是确定井距的主要依据。

根据试验得出的热储层采水及回灌能力,设定采灌井数比为3:4(图4a)。外场采灌模式时,3口采水井位于模型左侧,4口回灌井位于模型右侧;内场采灌模式时,回灌井位于模型四角,采水井位于模型中部,形成一个类似六边形。按照采水120 d,恢复240 d,单井采水量100 m³/h,单井回灌量75 m³/h生产。模拟生产30 a后,分析地下热场及压力场变化特征,确定最优采灌井网部署模式。

从地下温度场模拟结果看出(图4a),2种采灌模式

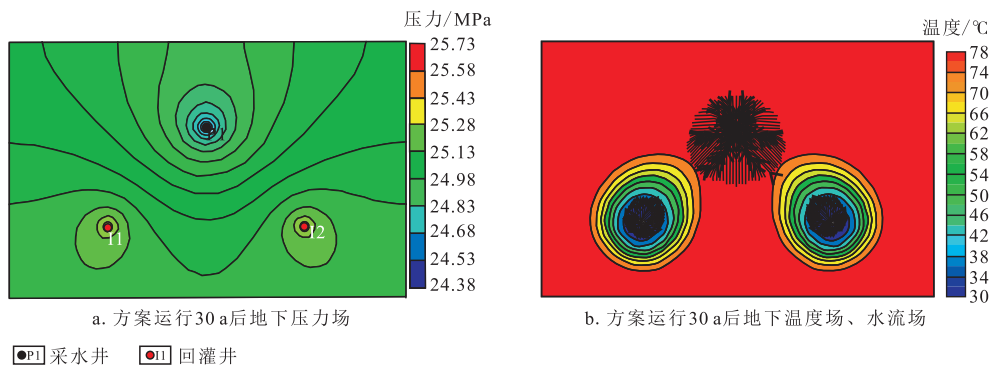


图3 方案运行30 a后地下场图

Fig. 3 Underground field diagram after 30 years of operation

回灌井井底温度最低,回灌冷水向采水井运移,但项目运行期内2种采灌模式采水井采出水温度相差不大,可以忽略。地下压力场模拟结果可以看出(图4b),外场采灌模式,采灌井区压力分布严重不均,采水井布井区压力大幅度下降,回灌井布井区压力大幅度上升;内场采灌模式,压力分布较均匀,统计回灌井井口压力,外场回灌模式回灌井井口压力为27.9 MPa,内部回灌模式回灌井井口压力为25.8 MPa。

分析认为:对砂岩热储而言,内场采灌模式可有效平衡开发区采灌井间压力,有助于改善回灌能力。

4.2.2 井网优化

参考实际生产情况及文献调研结果^[29-32],针对直列排状井网、直列交错井网和直角三角形井网3种井网类

型进行对比论述,直列排状井网采水井和回灌井呈直线、相间排列;直列交错井网采水井和回灌井平行、相间排列;三角形井网采水井和回灌井呈直角三角形排列,采水井位于直角三角形直角顶点。按照采灌井距450 m,采水120 d,恢复240 d,单井采水量100 m³/h,单井回灌量75 m³/h生产。模拟生产30 a后,分析地下热场及压力场变化特征,确定最优采灌井网。

从地下温度场模拟结果看出(图5、图6),3种采灌井网,直列交错井网生产30 a后采水井采出水温度最高。从地下压力场模拟结果可以看出(图7),直列交错井网回灌井井底压力最低,回灌能力最强。

分析认为:在相同采灌井距的条件下,直列交错井网采灌井交错排列,回灌冷水受采水井和相邻回灌井两个方向作用力的影响,可有效增加回灌冷水与储层接触面

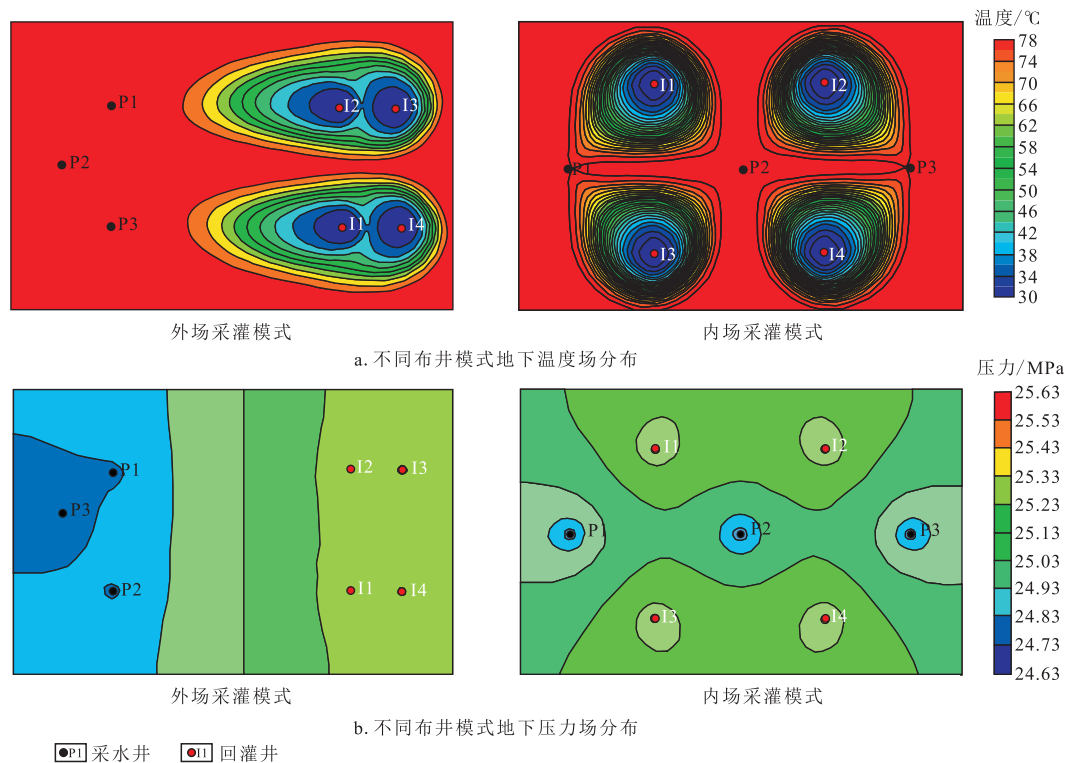


Fig. 4 Subsurface distribution of different well patterns

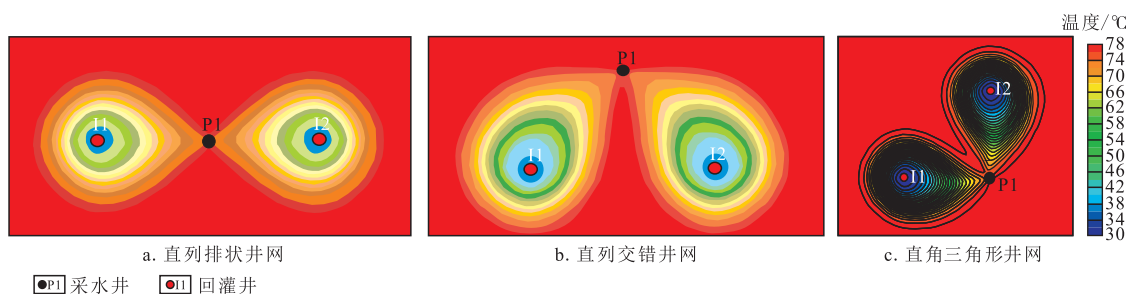


Fig. 5 Distribution of underground temperature field in different well patterns

积,增加高温区流动路径,进一步提高热能利用效率。直角三角形排列井网和直列排状井网采灌井均处在一条直线上,采灌井间水流场呈直线分布,回灌冷水更易突破地下热场,波及至采水井底,形成冷水无效循环。

据统计,直列交错井网动用地热资源量占总资源量的75.21%,流场波及面积占比40.9%;直列排状井网、直角三角形井网动用资源里比例分别为65.70%、63.10%,流场波及面积占比分别为32.3%、31.3%。综上所述,直

列交错井网能动用更多的地热资源量,开发效果最好(表4)。

4.2.3 井距优化

参考实际生产情况及文献调研结果^[4,6-7],按照采灌比1:2,设计50、100、150、200、250、300、350、400、450、500、550、600、650 m共13组采灌井距。按照采灌井距450 m,采水120 d,恢复240 d,单井采水量100 m³/h,单井回灌量75 m³/h生产。模拟生产30 a后,分析地下热场及压力场变化特征,确定最优采灌井距。

根据模拟结果可以看出(图8、图9),采灌井距越大,采水井井口温度越高,但当井距达到阈值后,采水井温度与储层温度相同;根据回灌井井口压力曲线可以看出,回灌井井口压力随采灌井距增加,逐渐提高,但当达到500 m采灌井距时,回灌井井口压力达到最大值。

分析认为:该地热田采灌井距达到450 m后,生产30 a,回灌冷水前缘难以波及到采水井井底,当采灌井距小于500 m时,回灌井的井口压力低于上限值。综合分析,该地热田采灌井距为[450,500) m,矿场实施建议采用450 m井距。

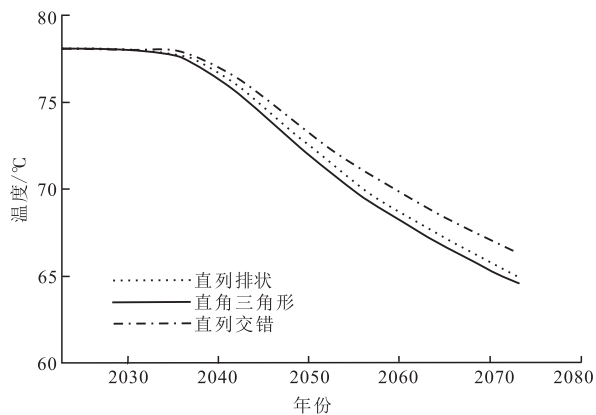


图6 不同井网采水井采出水温度对比

Fig. 6 Comparison of produced water temperature in different well patterns

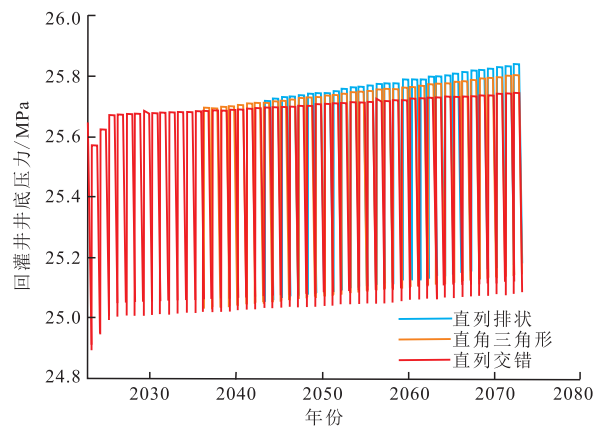


图7 不同井网回灌井井底压力对比

Fig. 7 Comparison of bottom hole flowing pressure of recharge wells with different well patterns

表4 不同井网开发效果对比

Table 4 Comparison of development effect of different well patterns

井网	井数/口	井距/m	动用资源量占比/%	流场波及面积占比/%	热突破时间/月
直列交错井网	1采2灌	450	75.21	40.9	417
直列排状井网	1采2灌	450	65.70	32.3	355
直角三角形井网	1采2灌	450	63.10	31.3	293

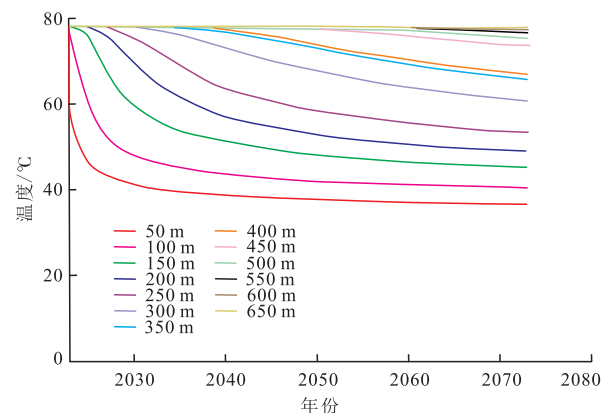


图8 不同采灌井距采出水温度曲线

Fig. 8 Produced water temperature curves at different well spacing

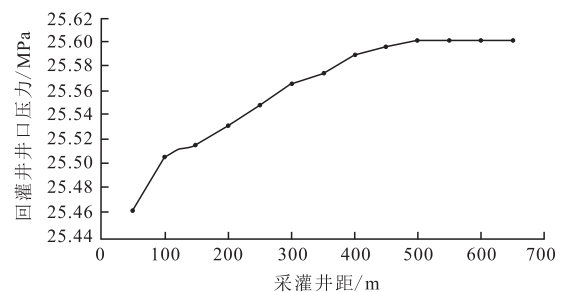


图9 不同采灌井距回灌井井口压力曲线

Fig. 9 Wellhead pressure curves of recharge wells at different well spacing

4.3 方案部署与实施

根据研究成果,在南堡凹陷以内场采灌模式,按照采灌井距450 m,直列交错井网部署地热井39口,其中采水井16口,回灌井20口,备用井3口(图10)。

截至2024年3月20日,项目已稳定运行5个供暖季,采暖季采出水平均温度为77.75℃,平均采水量为96 m³/h,采水井动水位80 m左右,回灌水平均温度为44℃,平均回灌量为74 m³/h,回灌井动水位50 m左右,非采暖季采灌井水位能快速恢复至初始地下水位,生产制度能够满足长期开发。

地热供暖平均热负荷为34.5 W/m²,较燃煤锅炉供暖平均热负荷高出16.8%,室内温度平均高出3~5℃,满足国家标准。项目每年节约标准煤5.4×10⁴ t,每年减排CO₂温室气体14.1×10⁴ t,获得良好的经济效益和社会效益。

5 结论

1) 采用集群式开发模式对中深层水热型地热资源进行开发利用,可有效提高地热资源利用效率,增加地热开发利用项目抗风险能力,实现地热供暖项目经济效益最优化。

2) 研究成果表明:地热资源集群式开发模式中,布井模式、井网、井距3个参数严重影响地热田开发效果。HTC地热田采用内场回注、交错排列井网、450 m采灌井距布井,开发效果最优。

3) 针对HTC地热田中深层砂岩储层,采用内场采灌模式、直列交错采灌井网最优;项目运行30 a,优化采灌井距为450 m。

4) 实例应用表明:3项参数的优化成果可有效指导地热田高效开发,技术成果可作为同类型地热田高效开发实用性对策,具有较好的应用前景。

参考文献

- [1] 李文,孔祥军,袁利娟,等.中国地热资源概况及开发利用建议[J].中国矿业,2020,29(增刊1):22-26.
LI Wen, KONG Xiangjun, YUAN Lijuan, et al. General situation and suggestions of development and utilization of geothermal resources in China[J]. China Mining Magazine, 2020, 29(suppl. 1): 22-26.
- [2] 刘国勇,赵忠新,任路,等.沉积盆地中深层水热型地热资源评价体系研究与应用[J].油气与新能源,2022,34(2):38-47.
LIU Guoyong, ZHAO Zhongxin, REN Lu, et al. Study and application of the evaluation system concerning the hydrothermal type geothermal resource at the middle and deep layers of sedimentary basin[J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(2): 38-47.
- [3] 蔺文静,刘志明,王婉丽,等.中国地热资源及其潜力评估[J].中国地质,2013,40(1):312-321.
LIN Wenjing, LIU Zhiming, WANG Wanli, et al. The assessment of geothermal resources potential of China[J]. Geology in China, 2013, 40(1): 312-321.
- [4] 张鑫.地热水藏开发模拟和温度场变化规律研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2020.
ZHANG Xin. Simulation of geothermal water reservoir development and study of temperature field variation[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2020.
- [5] 段忠丰,李福来,巩亮,等.基于水热耦合模拟的油气区地热开发井网布局[J].天然气工业,2020,40(10):156-162.
DUAN Zhongfeng, LI Fulai, GONG Liang, et al. Geo-thermal

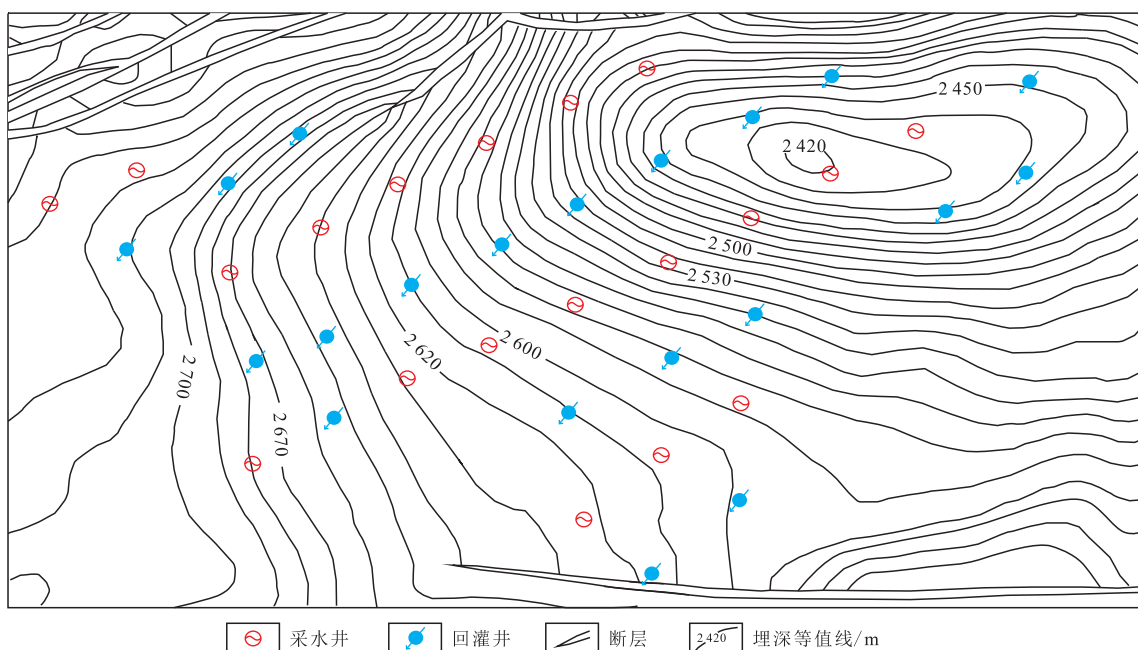


图10 渤海湾盆地黄骅坳陷南堡凹陷井网部署

Fig. 10 Well pattern deployment of Nanpu Sag, Huanghua Depression, Bohaiwan Basin

- development well spacing patterns based on hydrothermal coupled modeling in oil-gas bearing areas[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(10): 156-162.
- [6] 邱楠生,刘鑫,熊显杰,等.碳酸盐团簇同位素在海相盆地热史研究中的进展[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(5): 891-903.
QIU Nansheng, LIU Xin, XIONG Yujie, et al. Progress in the study of carbonate clumped isotope in the thermal history of marine basins [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(5): 891-903.
- [7] 党书生,马致远,郑磊.咸阳地区地热采灌井最佳井距分析[J]. *地下水*, 2016, 38(1): 56-58.
DANG Shusheng, MA Zhiyuan, ZHENG Lei. An optimization of the distance between geothermal fluid[J]. *Ground Water*, 2016, 38(1): 56-58.
- [8] 陈明涛.天津潘庄凸起构造区砂岩型热储层水-热-力学耦合数值模拟研究[D].长春:吉林大学,2020.
CHEN Mingtao. Study on hydro-thermo-mechanical coupling numerical simulation of sandstone thermal reservoir in Panzhuang uplift area, Tianjin city[D]. Changchun: Jilin University, 2020.
- [9] 孙彭光.大名地热田地质概念模型及井网模拟[J]. *长江大学学报(自然科学版)*, 2018, 15(13): 11-16.
SUN Pengguang. Study on the conceptual model and development law of Guantao Formation in Daming geothermal field[J]. *Journal of Yangtze University(Natural Science Edition)*, 2018, 15(13): 11-16.
- [10] 李洪达,周宏,赵鹏飞,等.集中式砂岩型热储地热资源开采井网优化与实践[J]. *钻探工程*, 2023, 50(4): 149-154.
LI Hongda, ZHOU Hong, ZHAO Pengfei, et al. Optimization and practice of well pattern for exploitation of geothermal resources in centralized sandstone thermal reservoir[J]. *Drilling Engineering*, 2023, 50(4): 149-154.
- [11] 赵鹏飞,刘鹏,冯学坤,等.曹妃甸新城地热供暖工程资源勘察报告[R].盘锦:辽河油田水文地热有限公司,2019.
ZHAO Pengfei, LIU Peng, FENG Xuekun, et al. Resource exploration report for the CaoFeidian New City geothermal heating project[R]. Panjin: Liaohe Oilfield Hydrogeology and Geothermal Co., Ltd., 2019.
- [12] 李洪达,程健,黄红祥,等.曹妃甸新城地热供暖项目独立后评价报告[R].唐山:冀东油田研究院,2022.
LI Hongda, CHENG Jian, HUANG Hongxiang, et al. Post-implementation independent evaluation report of the CaoFeidian New City geothermal heating project[R]. Tangshan: CNPC Jidong Oilfield Company Research Institute, 2022.
- [13] 董月霞,黄红祥,任路,等.渤海湾盆地北部新近系馆陶组地热田特征及开发实践——以河北省唐山市曹妃甸地热供暖项目为例[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 666-676.
DONG Yuexia, HUANG Hongxiang, REN Lu, et al. Geology and development of geothermal field in Neogene Guantao Formation in northern Bohai Bay Basin: A case of the CaoFeidian geothermal heating project in Tangshan, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 666-676.
- [14] 董月霞,周海民,夏文臣,等.南堡凹陷第三系层序地层研究与油气成藏的关系[J]. *石油与天然气地质*, 2003, 24(1): 39-49.
DONG Yuexia, ZHOU Haimin, XIA Wenchen, et al. Relationship between Tertiary sequence stratigraphy and oil reservoiring in Nanpu depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2003, 24(1): 39-49.
- [15] 梁宏斌,钱铮,辛守良,等.冀中坳陷地热资源评价及开发利用[J]. *中国石油勘探*, 2010, 15(5): 63-69.
LIANG Hongbin, QIAN Zheng, XIN Shouliang, et al. Assessment and development of geothermal resources in Jizhong Depression[J]. *China Petroleum Exploration*, 2010, 15(5): 63-69.
- [16] 汪洋,邓晋福,汪集旸,等.中国大陆热流分布特征及热-构造分区[J]. *中国科学院研究生院学报*, 2001, 18(1): 51-58.
WANG Yang, DENG Jinfu, WANG Jiyang, et al. Terrestrial heat flow pattern and thermo-tectonic domains in the continental area of China [J]. *Journal of the Graduate School of the Chinese Academy of Sciences*, 2001, 18(1): 51-58.
- [17] 邱楠生,许威,左银辉,等.渤海湾盆地中-新生代岩石圈热结构与热-流变学演化[J]. *地学前缘*, 2017, 24(3): 13-26.
QIU Nansheng, XU Wei, ZUO Yinwei, et al. Evolution of Meso-Cenozoic thermal structure and thermal-rheological structure of the lithosphere in the Bohai Basin, eastern North China Craton[J]. *Earth Science Frontiers*, 2017, 24(3): 13-26.
- [18] 龚育龄.中国东部渤海湾盆地热结构和热演化[D].南京:南京大学,2003.
GONG Yuling. Thermal structure and thermal evolution of the Bohai Bay Basin in eastern China[D]. Nanjing: Nanjing University, 2003.
- [19] 单帅强,何登发,方成名,等.渤海湾盆地冀中坳陷高阳低凸起构造特征及成因机制[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(6): 989-996.
SHAN Shuaiqiang, HE Dengfa, FANG Chengming, et al. Structural characteristics and genetic mechanism of Gaoyang low uplift in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(6): 989-996.
- [20] 马宏源.砂岩热储地热群井系统优化数值模拟研究[D].济南:山东大学,2022.
MA Hongyuan. Numerical research of multi-well geothermal system optimization in sandstone geothermal reservoir[D]. Jinan: Shandong University, 2022.
- [21] 程万庆,刘九龙,陈海波.地热采灌对井回灌温度场的模拟研究[J]. *世界地质*, 2011, 30(3): 486-492.
CHENG Wanqing, LIU Jiulong, CHEN Haibo. Simulation research on reinjection temperature field of geothermal doublet well[J]. *World Geology*, 2011, 30(3): 486-492.
- [22] 王磊.中深层砂岩热储回灌井参数优化模拟[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(5): 1823-1832.
WANG Lei. Simulation on parameters optimization of middle deep sandstone heat storage and recharge wells[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(5): 1823-1832.
- [23] 宋美钰,刘杰,于彦,等.天津地区雾迷山组热储数值模拟研究[J]. *地质调查与研究*, 2018, 41(4): 306-311.
SONG Meiyu, LIU Jie, YU Yan, et al. Numerical simulation of Wumishan Formation thermal reservoir in Tianjin area[J]. *Geological Survey and Research*, 2018, 41(4): 306-311.
- [24] 梁卫卫,党海龙,刘滨,等.特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 566-575.
LIANG Weiwei, DANG Hailong, LIU Bin, et al. Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 566-575.
- [25] 李晓宁.流体交换型地热井采灌能力研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2017.
LI Xiaoning. Study on the recovery and recharge ability of wells in geothermal fluid exchange development[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2017.
- [26] KAYA E, ZARROUK S J, O'SULLIVAN M J. Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience[J]. *Renewable*

- and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15(1): 47-68.
- [27] 朱家玲,朱晓明,雷海燕.地热回灌井间压差补偿对回灌效率影响的分析[J].太阳能学报,2012,33(1):56-62.
ZHU Jialing, ZHU Xiaoming, LEI Haiyan. Analysis of impact of pressure compensation between geothermal wells on reinjection efficiency[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2012, 33(1): 56-62.
- [28] 曹倩,方朝合,李云,等.国内外地热回灌发展现状及启示[J].石油钻采工艺,2021,43(2):203-211.
CAO Qian, FANG Chaohe, LI Yun, et al. Development status of geothermal reinjection at home and abroad and its enlightenment[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(2): 203-211.
- [29] 刘邹炜.废弃五点井网开发地热能数值模拟研究[D].武汉:长江大学,2023.
LIU Zouwei. Numerical simulation on exploiting geothermal energy from an abandoned five-spot well pattern[D]. Wuhan: Yangtze University, 2023.
- [30] 张红波.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[J].油气地质与采收率,2017,24(1):86-91.
ZHANG Hongbo. A well pattern evaluation method for geothermal resource recycling: A case study of geothermal field in the central uplift belt of Dongying sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 86-91.
- [31] 李乔丹.基于地面地下综合优化地热能开采井网研究[D].西安:西安石油大学,2020.
LI Qiaodan. Study on comprehensive optimization of geothermal energy production pattern based on surface and underground[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2020.
- [32] 徐玉良.齐河地区地下水热泵抽灌井布置及地热开采效应研究[D].济南:山东大学,2019.
XU Yuliang. Research on the arrangement of pumping and recharging wells of groundwater heat pump and the effect of geothermal resource mining in Qihe[D]. Jinan: Shandong University, 2019.

(编辑 柳超超)

(上接第599页)

- Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(6): 67-72.
- [28] 赵永强.成像测井综合分析地应力方向的方法[J].石油钻探技术,2009,37(6):39-43.
ZHAO Yongqiang. A method of analyzing crustal stress orientation using imaging logging[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(6): 39-43.
- [29] 刘向君,罗亚平.岩石力学与石油工程[M].北京:石油工业出版社,2004.
LIU Xiangjun, LUO Yaping. Rock mechanics and petroleum engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [30] 樊洪海,张传进.复杂地层孔隙压力求取新技术[J].石油钻探技术,2005,33(5):43-46.
FAN Honghai, ZHANG Chuanjin. New methods for calculation of pore pressure in complex geologic environment[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 43-46.
- [31] 孙建孟,张颖,王跃祥,等.基于测井资料的地层压力预测方法研究进展[J].测井技术,2023,47(2):119-128.
SUN Jianmeng, ZHANG Ying, WANG Yuexiang, et al. Research progress in formation pressure prediction methods based on logging data[J]. Well Logging Technology, 2023, 47(2): 119-128.
- [32] 余夫,金衍,陈勉,等.基于薄板理论的碳酸盐岩地层压力检测方法探讨[J].石油钻探技术,2014,42(5):57-61.
YU Fu, JIN Yan, CHEN Mian, et al. Discussion on a formation pore pressure detection method for carbonate rocks based on the thin plate theory[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 57-61.
- [33] 张兰江,夏竹君,李志勇,等.复杂压力系统地层压力预测方法在文东油田的应用[J].石油钻探技术,2002,31(2):16-18.
ZHANG Lanjiang, XIA Zhujun, LI Zhiyong, et al. Application of complex formation pressure prediction in Wendong Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 31(2): 16-18.
- [34] 刘宇坤.基于多孔介质弹性力学的碳酸盐岩地层超压预测理论模型及应用[D].北京:中国地质大学,2020.
LIU Yukun. Theoretical model and application of overpressure prediction in carbonate formation based on the poroelasticity theory [D]. Beijing: China University of Geosciences, 2020.
- [35] 刘宇坤,何生,何治亮,等.碳酸盐岩超压岩石物理模拟实验及超压预测理论模型[J].石油与天然气地质,2019,40(4):716-724.
LIU Yukun, HE Sheng, HE Zhiliang, et al. The rock physics modeling experiment under overpressure and theoretical model for overpressure prediction in carbonate rocks[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 716-724.
- [36] 刘宇坤,何生,何治亮,等.基于多孔介质弹性理论的碳酸盐岩地层超压预测[J].地质科技情报,2019,38(4):53-61.
LIU Yukun, HE Sheng, HE Zhiliang, et al. Overpressure prediction in carbonate formation based on the poroelasticity theory[J]. Geological Science and Technology Information, 2019, 38(4): 53-61.
- [37] FILLIPPONE W R. On the prediction of abnormally pressured sedimentary rocks from seismic data[C]// Paper OTC-3662-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, April 1979.
- [38] BOWERS G. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.
- [39] EATON B A. The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs[J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24(8): 929-934.
- [40] 高宝奎,高德利.深井钻柱的横向振动浅论[J].石油钻采工艺,1996,18(4):8-15.
GAO Baokui, GAO Deli. Lateral vibration of drill string in deep well [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1996, 18(4): 8-15.
- [41] 刘清友,马德坤,汤小文.钻柱纵向振动模型的建立及求解方法[J].西南石油学院学报(自然科学版),1998,20(4):55-59.
LIU Qingyou, MA Dekun, TANG Xiaowen. Establishment and solution of longitudinal vibration model of drill string[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 1998, 20(4): 55-59.

(编辑 徐佩)