

古204井区地热资源分析评价

曹丽慧* 丁铃 李桂霞

(大庆油田试油试采分公司) (大庆油田采油五厂)

摘要 古204井是长垣以西地区的第一口地热试水井。该井试水资料分析表明,随日产水量、累计产水量、地层深度的增加,井口水温升高。在井深超过1450 m后随地层深度的增加,井温梯度降低,在1450 m抽汲可获得最大经济效益。古204井区地层压力属正常压力系统,储层分布面积较大,且地层孔渗条件较好,地热水资源丰富,具有很好开采价值。

关键词 松辽盆地 温度分析 产能评价 地热井

目前国内外有许多油田都已经开始开发利用地热资源。地质资源有极高的利用价值,可用于洗浴、医疗保健、养花、养鱼等。大庆油田具有丰富的地热水资源,应该充分利用这一资源优势发展第三产业。本文针对古204井试水资料进行分析,为今后地热资源勘探开发利用提供依据。

地热试水

古204井位于黑龙江省大庆市三环公司五营二连南2.0 km。构造上位于松辽盆地中央坳陷区齐家凹陷萨西鼻状构造,是长垣以西地区的第一口地热试水井。1999年4~5月,对本井G23、P21号层,井段1844.0~1821.8 m,厚16 m,进行两次试水。

该井进行MFE(II)跨隔测试,日产水26.42 m³,流压17.85 MPa,实测地层温度77.2℃/1945.56 m,井口水温14℃。然后对其进行压裂,压后抽汲求产,日产水115.2 m³,井口水温37℃。

地热资源特征

1. 地温变化分析

横向上,古204井区块勘探较早,属葡萄花、高台子油层,具有温度资料的井有古203井和古302井。古203井高台子油层,井段1919.2~1921.8 m,地层温度75.6℃/1930.8 m,温度系数3.92℃/100 m。古302井高台子油层,井段1902.0~1900.2 m,

地层温度79.4℃/1899.79 m,温度系数4.18℃/100 m。古204井,G23、P21层,温度77.2℃/1847.29 m,温度系数4.18℃/100 m。由此可知,本井区自北向南地层温度系数逐渐升高。

纵向上地温变化情况有以下几种:

(1)不同累计产水量下深度与温度关系

图1为累计产量分别为20 m³、100 m³和392 m³时测得3条温度剖面。同一累计产量下,随着深度增加,地层温度升高,其井温与深度关系曲线近似于直线。

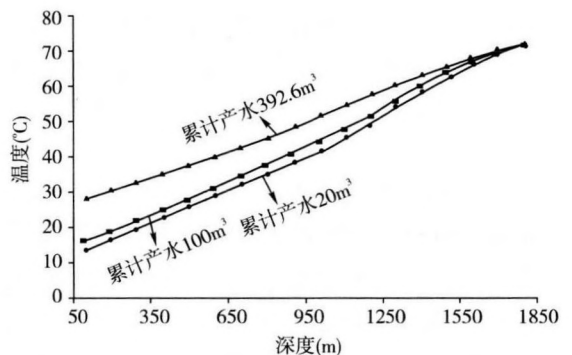


图1 井温与深度关系曲线

(2)井温梯度与深度关系

累计产水分别为100 m³、392.6 m³时的井温梯度与深度关系如图2所示。井温梯度曲线明显不呈直线,井温曲线上明显看到两个弯曲,第一个是地面影响弯曲,距井口约400 m左右,温度梯度从井口至400 m附近逐渐升高,在400 m处略有一个降低的趋势,然后再随深度增加逐渐增高,增加到1450 m以

* 曹丽慧,女,工程师,1993年毕业于长春地质学院石油地质专业,目前主要从事油气井测试工作。地址:黑龙江省大庆市大庆油田有限责任公司试油试采分公司,邮政编码:163412。

后,曲线出现了第二个弯曲,之后随深度增加,梯度变小,而且减少幅度较大,从该点开始,虽然随深度增加温度升高,但升高的幅度越来越小。这样在利用本井地层水热资源时,从 1450 m 开始抽汲利用可获得最大的经济效益。

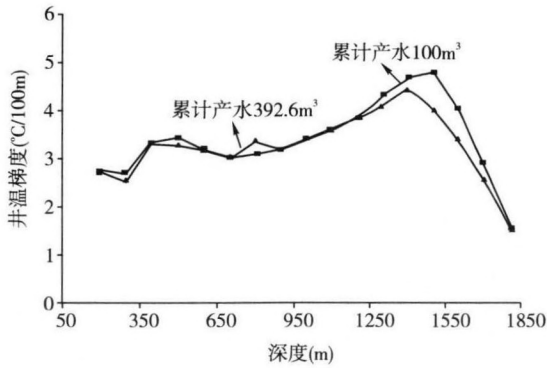


图2 井温梯度与深度关系曲线

(3)不同深度下累计产水量与温度关系

不同深度下,累计产水量与温度变化关系曲线如图 3 所示,对 4 条曲线线性回归,得出 4 个方程,其中,在井口得到的曲线方程为

$$t = \frac{0.4234q}{0.04234q} + 11.299 \quad (1)$$

式中: t ——井温, $^{\circ}\text{C}$;

q ——累积产量, m^3 。

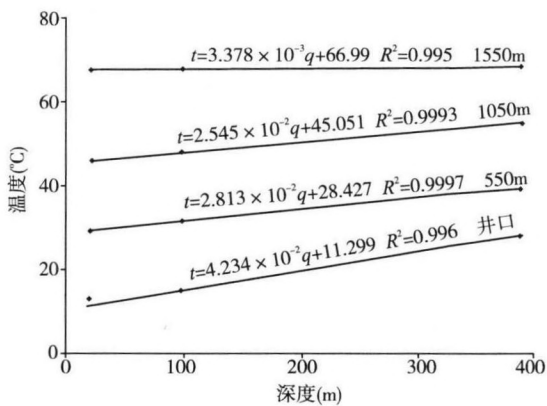


图3 不同累计产量不同深度与井温关系曲线

相同深度下,随着累计产水量增加,水的温度升高。因此在利用地热水时,可采取措施提高采水量,以提高水温。

(4)井口温度与日产水量变化关系

随日产水量的增大,井口水温明显升高,对该曲线进行线性回归,其方程为

$$t = 0.2237q + 12.9385 \quad (2)$$

式中: t ——井口水温, $^{\circ}\text{C}$;

q ——日产水量, m^3/d 。

由公式(2)可知,产水量与井口水温呈线性关系,因此,在利用地热水资源时,可采取措施增加日产量,以降低地层水热能损失。

2. 产能评价

本井采液指数为

$$J = \frac{q}{p_i - p_f} = 35.25 \text{ m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{d})$$

最大产量(流压为 0.1 MPa 时)为

$$q_{\max} = J \times \Delta p = 652 \text{ m}^3/\text{d}$$

在不同流压、不同生产时间的产量预测见表 1。从表 1 中可以看出,在流压为 3.8 MPa 下生产 5 年后的产量仍高达 272.2 m^3 。

表 1 古 204 井产量预测表

流压	产 量(m^3/d)					
	20h	一年	二年	三年	四年	五年
0.1	650.9	379.4	361.59	351.9	345.3	340.4
3.8	534.1	303.4	289.1	281.4	276.18	272.2
8.0	382.3	217.2	206.3	201.4	197.7	194.9
13.3	190.7	108.3	103.2	100.3	9.8	97.2
17.8	26.2	14.9	14.2	13.8	13.6	13.4

本井实测地层压力为 18.60 MPa,测压深度 1847.29 m,压力系数为 1.07 MPa/100 m。略有超压,射孔后可以溢流,从压力特点看,储层面积较大,水资源丰富,具有很高的经济价值。利用压前测试初关井资料对储层物性参数进行解释,其初关井压力及导数拟合图如图 4 所示。解释结果:地层渗透率 $14.94 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表皮系数 -1.48,本层测井解释孔隙度为 22%。

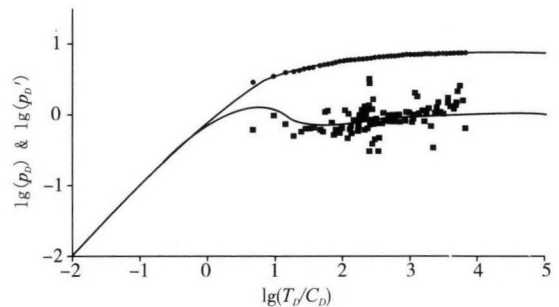


图4 C1-1层压力及导数曲线拟合图

3. 水化学场特征

古 204 井区 P、G 油层试油过程中打开的水层较少。古 203 井 G66 号层出水,水分析 Cl^- 为

1044.83mg/l, pH为8.03, 总矿化度6520.12 mg/l, 为NaHCO₃型水; 古201井高台子油层, 水分析Cl⁻为1029.05 mg/l, pH为8, 总矿化度6261.08 mg/l, 为NaHCO₃型水; 古302井高台子油层, 水分析Cl⁻为1203.16 mg/l, pH为8, 总矿化度5198.46 mg/l, 为NaHCO₃型水; 古204井, G23P21号层, 水分析Cl⁻为1702.08 mg/l, pH为8.29, 总矿化度为5361.52 mg/l, 为NaHCO₃型水。

分析以上资料可以看出: ①本井储层孔渗条件较好, 且没有污染; ②本井周围压力系统很高, 压力系数在1.4 MPa/100 m左右, 而本井压力系数却较低, 为1.07 MPa/100 m, 从压力系统分析, 本井储层分布面积较大, 地热水资源丰富; ③从产能预测曲线来看, 本井具有长时间的开采能力。因而, 建议对本井区进行开发利用。鉴于本井为正常压力系统, 需

要在开发利用时采用电泵在流压为3.8 MPa(热能损失最小的流压值)下进行连抽。

结 论

1. 古204井在井深超过1450 m后随地层深度的增加, 井温梯度降低, 在1450 m抽汲可获得最大经济效益。

2. 古204井区地层压力属正常压力系统, 储层分布面积较大, 且地层孔渗条件较好, 地热水资源丰富, 具有很好经济开采价值。

3. 地热资源有极高的利用价值, 可用于洗浴、医疗保健、养花、养鱼等。

本文收稿日期: 2001-8-17 编辑: 穆立婷

· 知识窗 ·

电子压力计标定时静重仪加压原理

电子压力计的标定是通过在恒温下给其探头多次加压而实现的, 压力源即是静重仪。

静重仪的主体是一个特制的“U”形管, 其两个端口高低位置不一, 管内充满密闭的液压油, 在高的端口处装有一个活塞, 以“U”形管管壁作为活塞缸, 用来压缩管内液压油。活塞的源动力是装在活塞杆上边并与活塞杆紧密相连的砝码装置。通过加、减砝码, 可以控制活塞施加给“U”形管内液压油压力的大小, 在低的端口处装有一个可以旋入电子压力计探头并能密封住该端口的盖子。当砝码质量为零时, 电子压力计探头(传感器)所承受的压力等于大气压力及“U”形管中液压油高度差产生的液柱压力之和; 当给砝码加上适当质量时, 电子压力计探头所感受到的压力则又增加一个砝码通过活塞施加给“U”形管内液压油的压力。

由于世界各地的重力加速度不同, 因而相同质量的砝码在世界各地所产生的重力就有所不同, 电子压力计探头所感受到的压力便会因地而异。若用此压力作为电子压力计测量压力的方式, 则会使电子压力计压力基值不准。所以, 绝大部分生产厂家所生产的电子压力计压力测量均为绝对压力。

供稿: 华北石油管理局油气井测试公司 丁强国