

克拉2气田时间推移试井技术

刘磊¹,胡素明²,李明¹,刘敏¹,王翠丽¹,宋丙慧¹

1.中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院 新疆库尔勒 841000

2.中国石油塔里木油田分公司英买油气开发部 新疆库尔勒 841000

通讯作者:Email: liulei-tlm@petrochina.com.cn

项目支持:国家重大科技专项“复杂天然气藏开发关键技术”课题6“超深超高压气田群开发模式与稳产技术对策”(2016ZX05015006-004)、中国石化天然气股份有限公司重大科技专项“库车坳陷深层-超深层天然气田开发关键技术研究与应用”(2018E1803)

引用:刘磊,胡素明,李明,等. 克拉2气田时间推移试井技术[J]. 油气井测试,2019,28(4):70-78.

Cite: LIU Lei, HU Suming, LI Ming, et al. Time lapse well testing technology in Kela 2 gas field [J]. Well Testing, 2019, 28(4):70-78.

摘要 为解决克拉2气田开发存在的数值模拟模型的选取、见水井水侵模式不明确及未见水井见水风险难预测等问题,系统梳理了历年试井资料,排除井间干扰对试井资料的影响,合理选择试井解释模型、分析储层物性参数变化及产能变化规律,与地质、生产动态、地应力相结合,分析判断见水井水侵模式、评价未见水井见水风险,首次对克拉2气田开展时间推移试井技术研究。选取单孔介质模型,对物性参数解释结果进行产能评价。结果表明,见水井无阻流量下降幅度远大于未见水井,明确了见水井水淹模式,评价了未见水井风险,其中有7口未见水井见水风险较大。时间推移试井技术分析为气田开发对策的调整提供了依据,对类似气田的开发具有借鉴作用。

关键词 克拉2气田; 时间推移试井; 物性参数; 产能评价; 水侵; 井间干扰; 实例分析

中图分类号:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.04.012

Time lapse well testing technology in Kela 2 gas field

LIU Lei¹, HU Suming², LI Ming¹, LIU Min¹, WANG Cuili¹, SONG Binghui¹

1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

2. Yinmai Oil and Gas Development Department, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

Abstract: In order to solve the problems existing in the development of Kela 2 gas field, such as the selection of numerical simulation model, the unclear water invasion mode of water breakthrough wells and the difficulty in predicting the water breakthrough risk of wells without producing water, well test data after eliminating the influence of inter-well interference over the years was systematically summarized in this paper. Meanwhile the interpretation model of well test was reasonably selected and the variation law of reservoir physical parameters and productivity was analyzed. By combining with geology, production performance and in-situ stress, the water invasion mode of water-breakthrough wells was determined and the water breakthrough risk of water-breakthrough wells was evaluated. Time-lapse well testing technology was studied for the first time in Kela 2 gas field. In addition, the single porous medium model was chosen and the productivity evaluation of the interpretation results of physical parameters was carried out. The results showed that the open flow rate decline of water-breakthrough was much larger than that of non-water-breakthrough wells. The water breakthrough mode of water-breakthrough wells was defined and the risk of non-water-breakthrough wells was evaluated. The results showed that 7 wells without water producing were at high risk of water-breakthrough. Time lapse well testing technology analysis provides a basis for the adjustment of gas field development countermeasures and can be used for reference to the development of similar gas fields.

Keywords: Kela 2 gas field; time lapse well testing; physical parameters; productivity evaluation; water invasion; inter-well interference; case analysis

时间推移试井技术虽是近十几年发展的一项试井解释技术,但国外未见相关文献,国内关于时间推移试井的相关研究也较少。吴洪彪等^[1]首次提出了“时间推移试井”理论,并把神经网络技术应用到试井分析理论中,建立了“时间推移试井”的

BP 反馈神经网络结构模型。屈怀林等^[2]应用时间推移试井理论,采用神经网络技术,结合模拟退火算法,实现了对静压、有效渗透率和表皮系数等试井参数变化趋势的预测。目前,国内气田开发均受到不同水侵程度的影响,试井技术被用于水侵的分

析研究。唐仕谷等^[3]利用不稳定试井理论模型,提出了底水水侵不稳定试井识别方法,能同时检测气藏气井早期水侵、诊断水侵类型及刻画水侵状况。曾大乾等^[4]对高含硫气田开发动态监测技术从水侵动态预测模型建立、气井产能测试评价技术、对气井产能变化进行跟踪评价,介绍了一些测试工艺和测试效果但未具体分析。陶诗平等^[5]通过对不稳定试井理论模型研究,得到了识别天然水侵边界的方法。蒋漫旗等^[6]使用现代试井解释方法,对牙哈凝析气田3口生产井历次压力恢复试井先进行了试井解释,然后建立三维数值模型,将试井解释成果与数值模拟研究成果相结合,综合判定凝析气田边水推进情况。胡俊坤等^[7]利用水驱气藏初期不产水时的不稳定试井资料,结合目前的生产动态资料,根据储集层的气、水相对渗透率曲线,确定出目前条件下气藏的含水饱和度,再结合物质平衡原理,建立水侵量与动态储量的关系式。将此关系式与水驱气藏的物质平衡方程联立求解,最终获得水驱气藏的动态储量及目前条件下气藏的水侵量。但是,该方法没考虑到气井产水后的不稳定试井资料。袁淋等^[8]以水驱气藏中气、水两相渗流理论为基础,定义气、水两相拟压力,建立了气、水两相流井的产能模型。将产能模型进一步化简为关于目前地层压力的微分方程,利用实际生产动态资料、不稳定试井资料,以及岩心分析资料求解微分方程,得到了目前地层压力,进而获得目前含水饱和度以及目前体积因数。结合水驱气藏物质平衡方程,确定了水驱气藏动态储量以及水侵量。董晓芳^[9]认为数值试井技术能正确反映地层压力及流体渗流情况,将其应用于判断聚合物波及范围及前缘推进、地层大孔道分布、井间连通状况。孙达^[10]为提高油气井压力恢复试井解释结果的可靠性,提出了试井解释时需注意的数据预处理和模型诊断关键技术。但是,该技术未排除受到连通性较好的气藏受井间干扰影响因素。詹静等^[11]介绍了产能分析方法,将其按直井、斜井、水平井等不同的井型分为产能初分析和再分析,其中产能再分析以不稳定渗流理论为基础,改变井的工作制度,在油气藏中产生压力扰动。这种压力扰动的不稳定过程与油气井、油气藏储层和流体性质有关,可用非正常渗流力学理论进行定量的描述。将短期和长期试采数据结合,建立单井的全程动态压力流量史,从而预测单井和

油气田的产能。综上所述,针对水侵气藏的产能变化、水侵识别、判断边水推进、计算水驱气藏水侵量,以及反映地层压力及流体渗流等问题,国内外学者已经探索了部分试井解释方法,但主要集中在常规试井、数值试井及稳定试井的产能评价研究^[12-15]。对于时间推移试井技术的研究相对较少,且水侵量计算均是结合物质平衡方法,少有与地应力及地质分析相结合,产能评价少有用不稳定试井解释的物性参数开展分析。克拉2气田的试井研究也仅限于气田开发早期的单井试井评价研究、产能分析、井口压力的动态监测方法与解释分析及数值试井研究应用^[16-19]。近年,针对该气田试井方面研究未见文献且并未开展过时间推移试井技术的研究。

克拉2气田具有储层巨厚、中孔中渗等特点,储层裂缝发育,成像测井解释巴一、巴二、巴三段裂缝密度分别为0.102、0.108、0.117条/m,原始地层压力为74.35 MPa,地层压力系数为2.02,属于异常高压气田^[20-22]。气田开发目前存在以下三个问题:裂缝对渗流的贡献、数模模型的选取(单孔还是双孔介质)不明确;气井渗透率、表皮系数、产能实时变化,仅根据室内实验资料,难以准确评价,进而制约调整阶段合理产能的标定;见水井的水淹模式不明确,未见水井的风险难预测,制约调整对策制定。针对这些问题,利用历次试井资料,通过对比不同时间的试井结果,消除异常因素、多解性因素的影响,进行多井、多次的试井分析,获得了储层、生产动态信息并对气田开发的关键指标计算的指导^[23],落实储层类型为孔隙型,为数模模型选取提供依据,未见水井储层物性变化不大,见水井物性变化较大,物性参数解释结果评价产能表明见水井无阻流量下降较快,明确了见水井水淹模式及未见水井风险评价,有7口未见水井见水风险较大,从而支撑气田的开发调整。

1 时间推移试井分析

首先提出时间推移试井技术的研究思路,从资料评价、储层类型评价、物性及产能评价,以及应用实例分析四个方面开展克拉2气田的时间推移试井分析。

1.1 研究思路

根据历年的试井资料、生产动态信息并结合地质认识,时间推移试井技术可实现对压力、有效渗

透率、表皮系数和边界特征等试井参数的变化规律分析。通过对克拉2气田历年试井资料进行梳理分析,选取井下录取的资料并排除井间干扰的影响的非响应真实储层特征的试井资料,在常规试井解释的基础上,结合开发动态认识开展追踪试井解释分

析,对地层压力变化、储层物性变化特征、单井产能及水侵特征分析认识,开展连通性评价、动储量评价、渗透率及表皮系数等物性参数评价、产能系数预测、水侵状况及水侵量计算,从而实现动态监测的优化及气田开发调整(图1)。

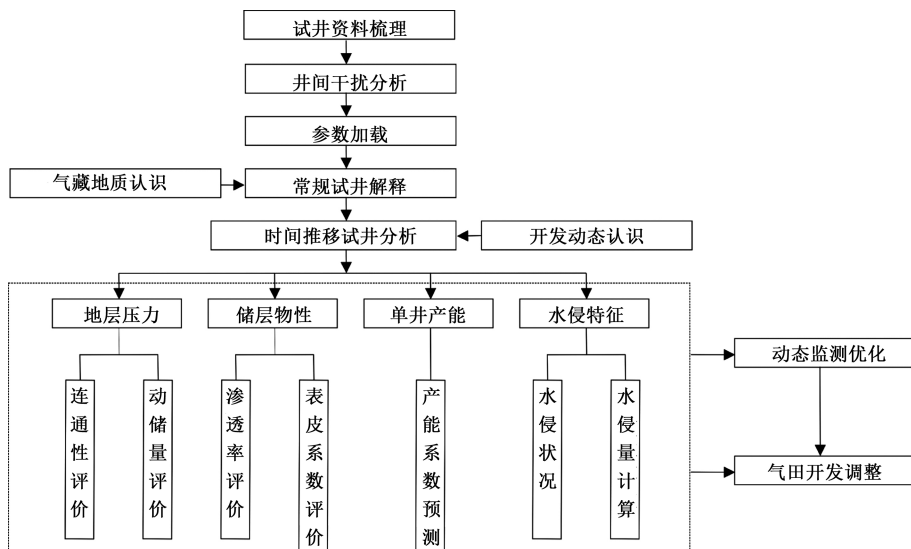


图1 时间推移试井分析思路

Fig.1 Time-lapse well testing analysis flow

时间推移试井分析具体步骤和流程主要包含以下两部分:一是对各井录取的历年试井资料进行评价分析,选择测试期间测试序列为提前关井的测试井的井下压力恢复测试资料和邻井未开井生产的井下压力恢复测试资料,甄别出反映真实储层特征的试井资料;二是根据气藏地质特征认识,对各井试井资料开展常规试井解释分析后,逐井按时间先后顺序对测试井历年试井双对数曲线对比分析,结合该井生产动态认识开展时间推移试井分析,分析出储层的物性变化特征、产能变化特征、是否受水侵影响等认识。

1.2 资料评价

主要从井口及井下录取的试井资料对比评价分析和排除井间干扰影响因素,选取可靠的试井资料进行研究分析。

1.2.1 试井资料评价

克拉2气田目前已累计开展压力恢复测试147井次,其中井口69次、井下78次,见水井51次、未见水井96次。

对所有测试曲线进行分析,井口压力恢复测试曲线均呈倒恢复,文献中亦有记载克拉2气田气井关井后测得的井口压力恢复曲线总体呈下降趋势,与常规气井在关井后其井口、井底压力都应上升不

一样^[24-26]。本文结合气井生产特征,分析认为是由于克拉2气田生产井高产、高温的特征,生产过程中流体与管柱内壁摩擦产生的热量逐渐在井筒内聚集形成高温,在关井后井筒高温与地层温度逐步平衡,井筒内的气体发生定容降温变化,井筒内压力逐渐降低,导致井口压恢数据呈下掉趋势,折算到井下后的井下压力恢复曲线与井口具有相同的趋势,加之井口测试数据折算到井底存在一定误差。井口压力恢复曲线不满足试井解释的精度需求和现有试井方法的分析条件。因此,主要选择井下压力测试数据开展研究分析。

1.2.2 井间干扰影响分析

连通性好的气藏,周围连通井开、关井,调产等工作制度的剧烈变化都可能对试井解释模型的选择和解释结果产生影响,即井间干扰对压力恢复测试曲线有影响^[27]。为了验证测试井下压恢测试受邻井干扰,开展了邻井开关井、边水、底水对测试井影响的数值试井研究,以科学排除干扰、正确识别真实储层边界特征。

以均质无限大模型为基础模型,通过建立测试井受邻井干扰影响数值试井模型、边水推进影响数值试井模型以及底水水驱数值试井模型,开展井间干扰对测试井的影响与边水推进和底水水

驱的影响差异分析研究。分析邻井关井对试井双对数曲线特征的影响(图 2a),认为邻井同时关井,井间干扰影响最强,导数曲线后期上翘程度最大;邻井提前关井,提前时间越早,井间干扰影响越弱;与边水推进模型的双对数曲线特征对比(图 2b),两者形态类似,如果仅依据双对数曲线形态进行试井解释模型选取,会受到邻井关井影响的特征会被误解释为边水推进影响,从而造成对真实地层特征的错误认识。分析邻井开井对

试井双对数曲线特征的影响(图 2c),认为邻井开井生产的产量越大,井间干扰影响越强,导数曲线后期下掉程度越大;与底水水驱模型的双对数曲线特征类似(图 2d),如果仅依据双对数曲线形态进行试井解释模型选取,会被误解释为受到底水水驱影响。因此,连通性好的气藏,井下压恢测试易受邻井干扰现象,需排除由井间干扰引起的“假性边界”的多解性以正确识别储层外边界及其变化。

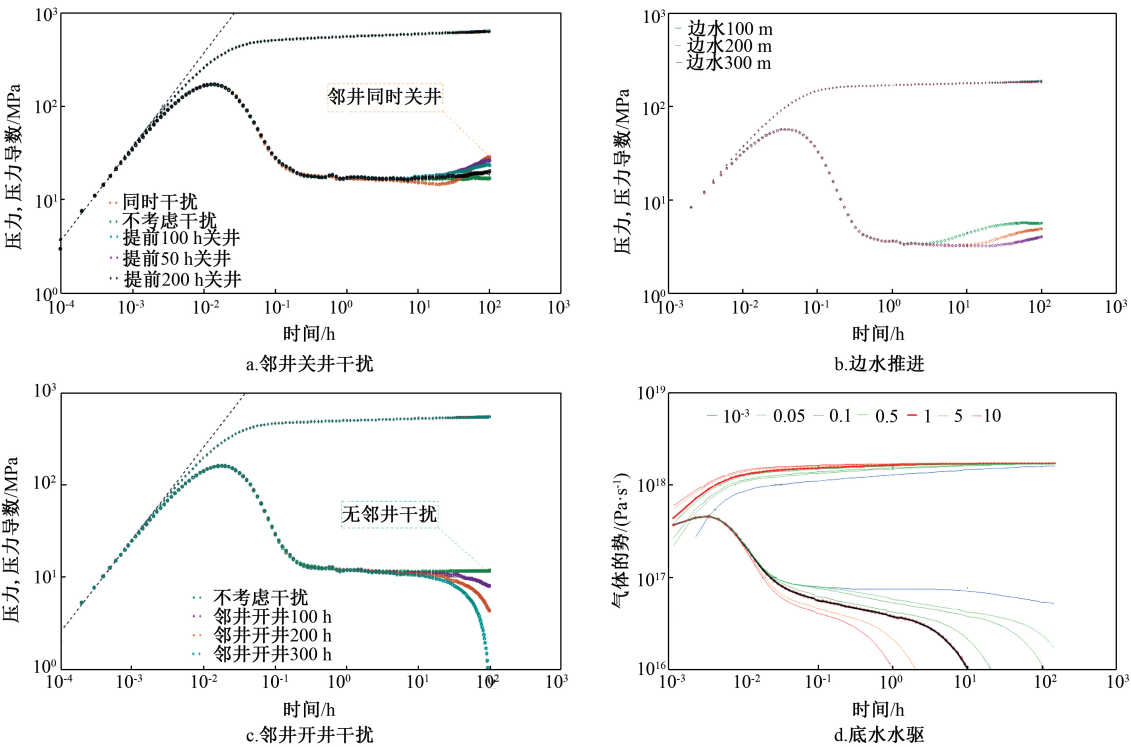


图 2 数值试井模型双对数曲线对比

Fig.2 Comparison of double logarithmic curves of numerical well test model

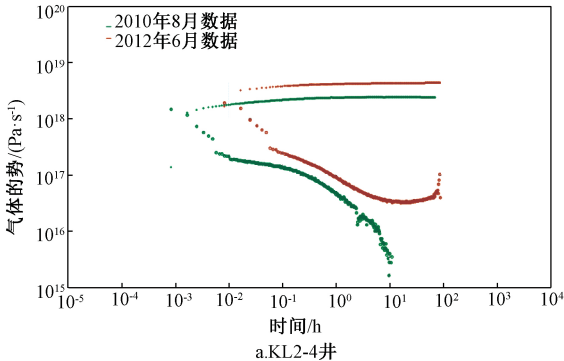
1. 2. 3 资料评价结果

为了排除井间干扰影响,选择测试期间测试序列为提前关井的测试井的井下压力恢复测试资料和邻井未开井生产的井下压力恢复测试资料,这类可用于外边界解释的试井资料约占 28. 21%,其余试井资料可用于解释储层物性或存在井间干扰的井可选择数值试井模型进行解释等,从而保证了解释结果的可靠性。

1. 3 储层类型评价

对测试井的压力恢复测试资料的双对数曲线开展分析对比,大部分井具有初期呈部分射开的-1/2 斜率特征及中、后期水平的径向流特征。如图 3 所示,直观表征为均质特征,明显与具有

下凹的双孔双渗特征和裂缝流动理论图版不同^[28],进一步证实储层类型为孔隙型储层,为选取单孔介质数值模拟的模型论证调整对策提供了科学依据。



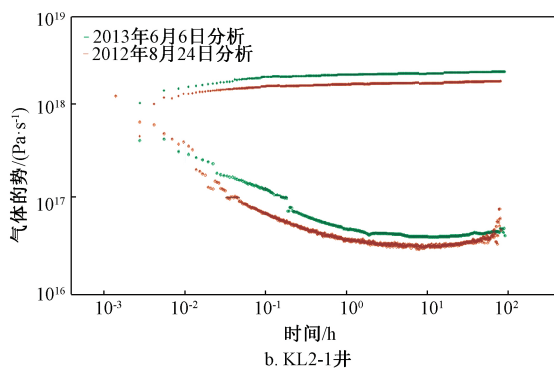


图3 反映储层类型的试井双对数曲线

Fig.3 Double logarithmic well test curve which can reflect the reservoir type

1.4 物性及产能评价

将试井解释的储层物性参数与产能计算相结合,从而不开展气井产能测试、利用不稳定试井测试资料即可实现对气井产能进行评价。

通过时间推移试井解释主要评价了历年物性参数中的渗透率变化情况,认为未见水井的双对数曲线变化不大、解释的渗透等物性参数变化不大,见水井的双对数曲线形态变化较大、见水前后解释的渗透率等物性参数变化较大。

通过不稳定试井分析建立的气井动态模型,不但准确识别评价了完井状态,还核实确认了供气范围内的储层结构、储层参数、边界形态和井控储量。因此,据此模型预测气井压力与产量变化,进而标定气井合理产能,预测符合率高^[29]。

由 Forchheimer 和 Houpeurt 提出来的二项式产能方程,即“层流、惯性-湍流分析”(Laminar-Inertial-Turbulent Flow Analysis)是一种根据流动方程的解,经过较为严格的理论推导而得出的产能方程。具体表示为

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \quad (1)$$

其中

$$A = \frac{3.6846 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{Kh T_{sc}} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_c \right) \quad (2)$$

式中: p_{wf} 为井底流动压力,MPa; q_g 为气井井口产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K 为地层有效渗透率,mD; h 为地层有效厚度,m; $\bar{\mu}_g$ 为平均地层压力下气的黏度,mPa·s; \bar{Z} 为平均地层压力下气体偏差系数; T 为地层温度,K; p_{sc} 、 T_{sc} 分别为标准压力和温度,MPa,K; r_e 为供气半径,m; r_w 为井筒半径,m; S_c 为真表皮系数。

用不稳定试井解释的物性参数渗透率、表皮系

数等表明储层中层流流动的系数 A ,则二项式产能方程可转换为不稳定产能方程,即

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = A_i q_g + B q_g^2 \quad (3)$$

其中

$$A_i = \frac{4.242 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{Kh T_{sc}} \times \left(\lg \frac{8.091 \times 10^{-3} K t}{\bar{\varphi} \bar{\mu}_g \bar{C}_t r_w^2} + 0.868 6 S_i \right) \quad (4)$$

$$B = \frac{3.6846 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{Kh T_{sc}} \times D \quad (5)$$

$$S_i = S_c + D q_g \quad (6)$$

式中: p_i 为地层原始压力,MPa; $\bar{\varphi}$ 为气层孔隙度,小数; \bar{C}_t 为平均地层压力下总压缩系数,MPa⁻¹; t 为生产时间,h; S_i 为总表皮系数; S_c 为地层部分射开的附加表皮系数; D 为非达西流系数(由产能测试数据开展产能评价分析后,得到的总表皮系数 S_i ,以及地层部分射开的附加表皮系数 S_c ,按气体流量 q_g ,根据公式(6)进行计算), $(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$ 。

将分别标明储层中层流和湍流流动部分的系数 A_i 、 B 分别代入(3)式中,对于均质地层中的直井,边界影响出现以前,井底压力与产量、时间的关系式为

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \frac{4.242 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{Kh T_{sc}} \times q_g \left[\lg \frac{8.091 \times 10^{-3} K t}{\bar{\varphi} \bar{\mu}_g \bar{C}_t r_w^2} + 0.868 6 S_i \right] + \frac{3.6846 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{Kh T_{sc}} \times D q_g^2 \quad (7)$$

2 应用实例分析

以具有代表性的 KL2-12 井为例说明,开展物性、产能变化及水侵分析的具体分析,从而得到克拉2气藏的产能变化特征及见水风险预测。

2.1 产能变化分析

KL2-12 井,为一口位于克拉2气藏北边部的开发井,射孔层位为下第三系+白垩系(E+K)层,射孔井段为3734.0~3830.0 m,于2006年1月1日投产。投产后共进行了2次稳定试井测试、4次井下压力恢复测试。按照时间推移试井分析的步骤和流程,首先评价试井资料。对KL2-12井的4次井下压力恢复测试资料,排除了测试期间邻井同时关井影响和测试期间邻井开井生产影响的试井资料,保证这4井次资料可用于时间推移试井分析。在此基础上,用

Saphir 软件进行常规试井解释。按时间先后顺序对试井双对数曲线开展对比(图 4),结合该井生产动态认识,开展时间推移试井分析,得到储层的物性变化特征、产能变化特征、是否受水侵影响等认识。

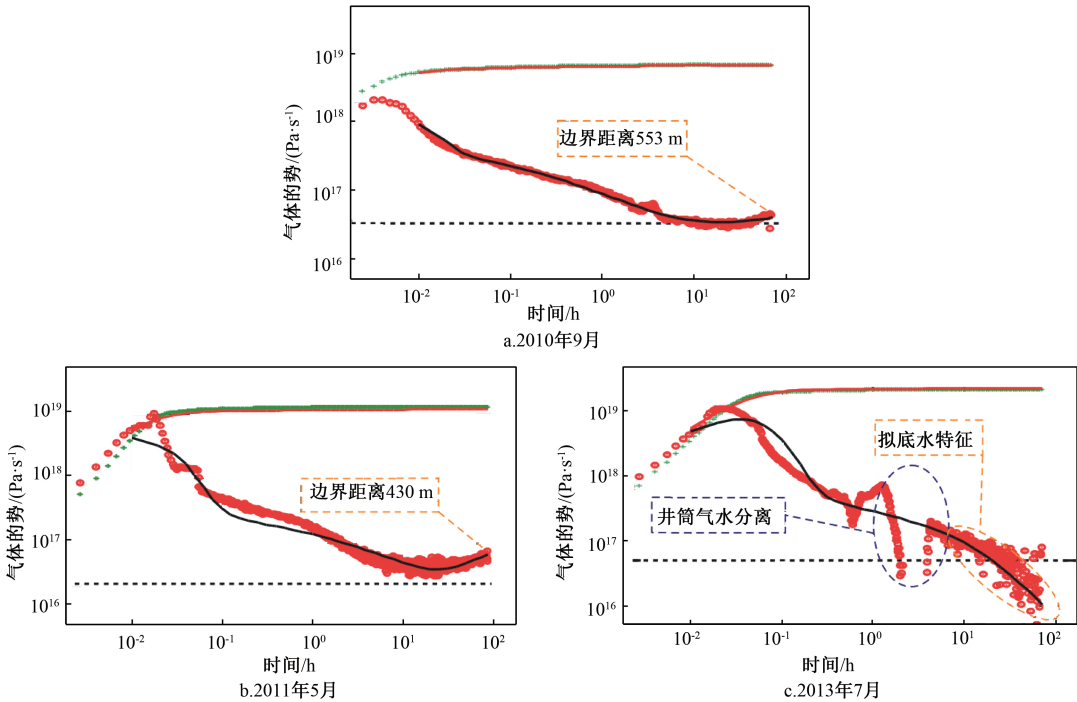


图 4 KL2-12 井历年试井双对数曲线对比
Fig.4 Double logarithmic curve comparison of well testing over the years in well KL2-12

通过试井解释,得出相应解释模型,拟合得出渗透率、表皮系数等物性参数(表 1),由(6)式进行无阻流量计算。将压力恢复测试数据计算的无阻流量数值与同期该井的产能试井评价的无阻流量对比,认为利用压力恢复结果计算无阻流量与产能测试无阻流量接近,误差小于 7%(表 2)。因此,对于未开展产能测试的井可以采用关井压力恢复的试井解释物性参数开展产能评价。

表 1 KL2-12 井历年压力恢复试井解释结果
Table 1 Interpretation results of pressure build-up test in well KL2-12 over the past few years

测试时间	解释模型	渗透率/ mD	表皮系数	井储系数/ (m³·MPa ⁻¹)	边水距离/ m	地层压力/ MPa
2010. 9	均质	35. 0	91	0. 18	553	55. 76
2011. 5		26. 9	107	0. 20	430	54. 82
2012. 9	底部水驱	11. 7	204	0. 22	—	52. 04
2013. 7		9. 1	211	0. 15	—	49. 98

表 2 KL2-12 井压力恢复试井与产能测试结果计算无阻流量对比
Table 2 Comparisons of absolute open flow potential calculated from pressure build-up test and productivity test results in well KL2-12

时间	数据来源	p_r /MPa	ψ_r	A/A_i	B	$Q_{AOF}/$ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	误差/%
2012	压恢试井解释结果	52. 08	1. 23×10 ²⁰	1. 37×10 ¹⁷	3. 07×10 ¹⁴	417. 39	6. 05
	产能测试资料	52. 08	1. 23×10 ²⁰	1. 31×10 ¹⁷	3. 00×10 ¹⁴	444. 29	
2013	压恢试井解释结果	49. 97	1. 16×10 ²⁰	1. 97×10 ¹⁷	3. 08×10 ¹⁴	360. 23	2. 75
	产能测试资料	49. 97	1. 16×10 ²⁰	2. 14×10 ¹⁷	2. 31×10 ¹⁴	370. 42	

根据时间推移试井解释物性参数,计算气井不同测试时期的无阻流量,计算全气田目前无阻流量为 13 936×10⁴ m³/d,比初期下降 40. 96%。分别对见水井和未见水井产能变化特征开展分析,认为见水井产能下降幅度远大于未见水井,结合地质认识及生产动态分析原因是见水前产能下降原因主要是地层压力的下降,见水后产能下降较快的主要原因是受见水影响,相渗变化。此项研究为气藏

开发调整阶段气井合理配产论证提供依据。

2.2 水侵分析

KL2-12 井 2010 年 9 月未见水,试井解释模型为部分射开+均质+一条断层边界,解释边界距离为 553 m(图 4a)。2011 年 5 月产水量较小,日产水 4.5 t,氯根分析化验值亦表明产出水为地层水。两次测试的试井双对数曲线表现出的压力导数水平段径向流特征相似、试井解释模型选取不变,试井解释边界距离为 430 m(表 1、图 4b),八个月时间“边界”移动了 123 m 以上。

2012 年 8 月的 PNNG 测井解释结果及产气剖面测试表明,该井 3 807.0~3 830.0 m 射孔井段下部 3 822.0~3 830.0 m 井段水淹,出水层位、饱和度

测井的水淹层位均与射孔段底部测井解释的高渗条带对应,结合试井及地层对比图,判断该井段水淹为边水沿高渗带指进。

2013 年 7 月日产水量为 23.5 t,压力恢复双对数曲线出现驼峰,为井筒气水分离导致压力梯度变化引起的驼峰现象,驼峰之后导数曲线下掉,表现出“拟底水”特征(图 4c)。

从三次时间推移试井分析,认为试井特征表现为边界距离越来越小直至出现拟底水特征,时间推移试井分析结合地质的隔夹层分布特征、生产测井及生产动态特征认识,判断出 KL2-12 井的见水模式为边水沿高渗条带指进到井底(图 5)。因此,时间推移试井分析可应用到判断见水井水侵模式。

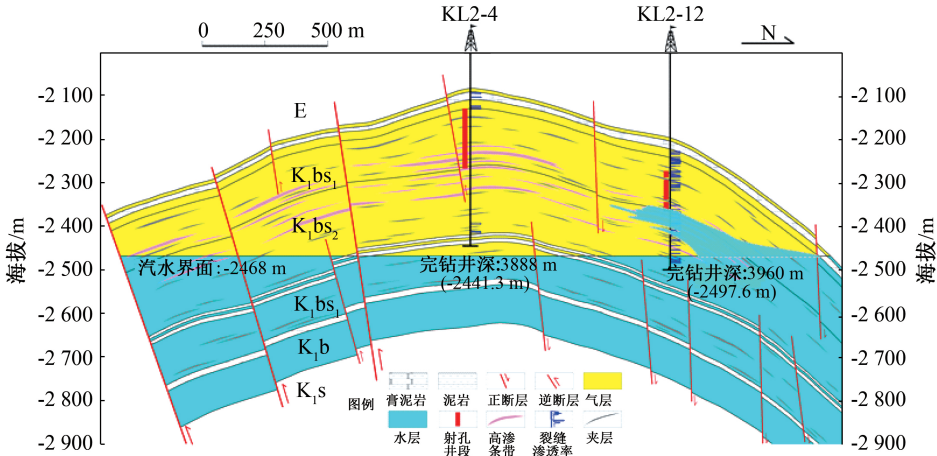


图 5 KL2-12 井水侵模式
Fig.5 Water invasion mode of well KL2-12

对气田的 12 口未见水井,根据时间推移试井分析是否有断层或边底水响应特征、地质分析、产量不稳定分析评价水侵时期、水样化验氯根数据以及

地应力评价断层活动性强度(表 3),开展了未见水井的见水风险预测,综合评价未见水井的中高风险井和低风险井,为气藏见水风险预测提供参考依据。

表 3 克拉 2 气田未见水井见水风险评价

Table 3 Water breakthrough risk assessment of wells without water producing in Kela 2 gas field

井号	时间推移试井	地质分析	产量不稳定分析	氯根/ ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	地应力	综合分类
KL2-8 KL205 KL2-1 KL2-11 KL2-9 KL2-7 KL2-15	KL205 井存在边水响应; KL2-11 井存在底水响应; KL2-15、KL2-8、KL2-9、 KL2-1、KL2-7 井断层响应。	①井附近无断层,或断距小于 20 m; ②距边底水较近; ③距见水井距离在 1.5 km 以内; ④射孔段下发育高渗条带。	水侵中后期 水侵初期	偏高 偏低(小于 50)	周边断层潜在活动性增加	中、高风险
KL2-2 KL2-6 KL2-3 KL2-4 KL2-5	无边底水或断层响应	①井周无断层; ②距边底水较远; ③距见水井距离大于 1.5 km; ④气水界面之上发育隔层。	水侵不明显	偏低 (小于 50)	周边断层裂缝潜在活动性基本无变化	低风险井

3 结论

(1)根据历年的试井资料、生产动态信息并结合地质认识,时间推移试井技术可实现对压力、有效渗透率、表皮系数和边界特征等试井参数的变化规律分析。结合生产动态认识,对试井资料排除受邻井开关井影响的假性“动边界”,可提高对测试资料解释分析的可靠性,反映储层真实特征。

(2)克拉2气藏试井解释未见双孔双渗特征,进一步证实储层渗流特征主要为孔隙型,天然裂缝对渗流影响有限,为选取单孔介质模型开展数值模拟论证调整对策提供了科学依据。该气藏未见水井储层物性变化不大,见水井物性变化较大;基于试井解释物性参数,评价受见水井无阻流量下降较快影响,气田无阻流量比初期下降高达40.96%。

(3)时间推移试井分析与地质认识、生产动态分析、地应力评价等结合,可判断见水井水侵模式、评价未见水井的见水风险。该技术要求测试井需开展不同时间、至少两次试井测试。

致谢:感谢塔里木油田公司对本文发表给予的支持;感谢塔里木油田分公司勘探开发研究院天然气所各位领导大力支持。

参考文献

- [1] 吴洪彪,陈钦雷,孙波. 时间推移试井参数预测[J]. 新疆石油地质,2003,24(3):234-237.
WU Hongbiao, CHEN Qinlei, SUN Bo. Prediction of parameters from time-lapse well test [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003,24(3):234-237.
- [2] 屈怀林,曾晓慧,黄波,等. 时间推移试井技术研究及应用[J]. 西南石油学院学报,2006,28(3):20-22.
QU Huailin, ZENG Xiaohui, HUANG Bo, et al. Time extrapolation well test technique and applications [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006,28(3):20-22.
- [3] 唐仕谷,胡燕,易劲,等. 不稳定试井监测气井早期水侵[J]. 油气井测试,2017,26(5):34-35,38.
TANG Shigu, HU Yan, YI Jin, et al. Using transient well test method to monitor early water invasion of gas well [J]. Well Testing, 2017,26(5):34-35,38.
- [4] 曾大乾,彭鑫岭,付德奎,等. 普光高含硫气田开发动态监测技术[J]. 天然气工业,2018,38(10):63-69.
ZENG Daqian, PENG Xinling, FU Dekui, et al. Development dynamic monitoring technologies used in the Puguang high-sulfur gas field [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(10):63-69.
- [5] 陶诗平,冯曦,肖世洪. 应用不稳定试井分析方法识别气藏早期水侵[J]. 天然气工业,2003,23(4):68-70.
TAO Shiping, FENG Xi, XIAO Shihong. Using transient

- testing to identify yearly water invasion of gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2003,23(4):68-70.
- [6] 蒋漫旗,李保柱,焦玉卫,等. 牙哈凝析气田边水推进判断方法研究[J]. 钻采工艺,2010,33(1):49-50.
JIANG Manqi, LI Baozhu, JIAO Yuwei, et al. Reserch on the diagnostic methods of edge water incursion in Yaha condensate gas reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2010,33(1):49-50.
- [7] 胡俊坤,李晓平,敬伟,等. 确定水驱气藏动态储量及水侵量新方法[J]. 新疆石油地质,2012,33(6):720-722.
HU Junkun, LI Xiaoping, JING Wei, et al. A new method for determining dynamic reserves and water influx in water drive gas reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012,33(6):720-722.
- [8] 袁淋,李晓平,苏广乐. 水驱气藏动态储量及水侵量确定新方法[J]. 石油天然气学报,2014,36(11):178-181.
YUAN Lin, LI Xiaoping, SU Guangle. New methods for determining dynamic reserves and water influx rate in waterflooded gas reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014,36(11):178-181.
- [9] 董晓芳. 基于数值试井的聚驱前缘与大通道识别应用案例分析[J]. 油气井测试,2018,27(3):66-71.
DONG Xiaofang. Case study for identification of polymer flooding front and large channel based on numerical well testing [J]. Well Testing, 2018,27(3):66-71.
- [10] 孙达. 油气井压力恢复试井解释关键技术[J]. 油气井测试,2018,27(6):73-77.
SUN Da. Key technologies for oil and gas well pressure buildup test interpretation [J]. Well Testing, 2018,27(6):73-77.
- [11] 詹静,林加恩. 油气井产能分析研究[J]. 油气井测试,2017,26(1):1-5.
ZHAN Jing, LIN Jia'en. Research on well productivity analysis [J]. Well Testing, 2017,26(1):1-5.
- [12] 李海平,韩永新,庄惠农. 克拉203井——一口特殊高产气井的试井评价研究[J]. 天然气工业,2001,21(2):35-41.
LI Haiping, HAN Yongxin, ZHUANG Huinong. Well testing evaluation study of a special high production gas well——Well Kela-203 [J]. Natural Gas Industry, 2001,21(2):35-41.
- [13] 杨磊,常志强,朱忠谦,等. 数值试井在克拉2气田开发中的应用[J]. 天然气地球科学,2010,21(1):163-167.
YANG Lei, CHANG Zhiqiang, ZHU Zhongqian, et al. Application of numerical well test in development of Kela 2 gas field [J]. Natural Gas Geoscience, 2010,21(1):163-167.
- [14] 李军诗,门成全,王晓冬,等. 克拉2气田克拉203井产能分析与试井解释[J]. 新疆石油学院学报,2004,16(3):20-23.
LI Junshi, MEN Chengquan, WANG Xiaodong, et al. Productivity analysis and well test interpretation of Well

- Kela 203 in gas field Kela 2 [J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2004,16(3):20-23.
- [15] 孙龙德,宋文杰,江同文. 克拉2气田储层应力敏感性及对产能影响的实验研究[J]. 中国科学(D辑:地球科学),2004,34(S1):134-142.
- SUN Longde, SONG Wenjie, JIANG Tongwen. Experimental research on reservoir stress sensitivity and its influence on productivity in Kela 2 gas field [J]. Science in China, Ser. D Earth Sciences, 2004,34(S1):134-142.
- [16] 李汝勇,朱忠谦,伍藏原,等. 克拉2气田压力动态监测方法[J]. 石油钻采工艺,2007,29(5):102-104.
- LI Ruyong, ZHU Zhongqian, WU Zangyuan, et al. Method for pressure dynamic testing of Kela 2 gas field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(5):102-104.
- [17] 周克万,黄炳光,罗志锋,等. 数值试井与不稳定试井结合计算物性参数[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(3):141-144.
- ZHOU Kewan, HUANG Bingguang, LUO Zhifeng, et al. Combination of numerical well test and unstable well test for calculation of physical parameter [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011,33(3):141-144.
- [18] 赵勇昌,朱华银,李允. 克拉2气田的储层应力敏感性[J]. 天然气工业,2008,28(6):102-104.
- ZHAO Yongchang, ZHU Huayin, LI Yun. Stress sensitivity of the reservoirs in the Kela-2 gas field [J]. Natural Gas Industry, 2008,28(6):102-104.
- [19] 孙明亮,柳广弟. 库车坳陷克拉2气藏异常压力成因分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(3):18-21,27.
- SUN Mingliang, LIU Guangdi. Abnormal pressure origin analysis of Kela 2 gas pool in Kuqa depression of Tarim basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007,31(3):18-21,27.
- [20] 张洪,姜振学,庞雄奇. 克拉2气田超压成因的物理模拟实验研究[J]. 石油学报,2006,27(4):59-62.
- ZHANG Hong, JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi. Physical modeling experiment on overpressure genesis of Kela 2 gas field in Kuqa depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006,27(4):59-62.
- [21] 王天祥,朱忠谦,李汝勇,等. 大型整装异常高压气田开发初期开采技术研究——以克拉2气田为例[J]. 天然气地球科学,2006,17(4):439-444.
- WANG Tianxiang, ZHU Zhongqian, LI Ruyong, et al. Technical guideline at the initial stage of exploitation of a large-scale mono-block abnormal over-pressure gas field——Taking Kela 2 gas field as an example [J]. Natural Gas Geoscience, 2006,17(4):439-444.
- [22] 王震亮,张立宽,施立志,等. 塔里木盆地克拉2气田异常高压的成因分析及其定量评价[J]. 地质评价,2005,51(1):55-63.
- WANG Zhenliang, ZHANG Likuan, SHI Lizhi, et al. Genesis analysis and quantitative evaluation on abnormal high fluid pressure in the Kela-2 gas field, Kuqa depression, Tarim basin [J]. Geological Review, 2005,51(1):55-63.
- [23] 林加恩. 油气井试井资料的价值及作用[J]. 油气井测试,2016,25(4):38-40.
- LIN Jiaen. Value and function of oil & gas well testing data [J]. Well Testing, 2016,25(4):38-40.
- [24] 尹邦堂,李相方,李骞,等. 高温高压气井关井期间井底压力计算方法[J]. 石油钻探技术,2012,40(3):87-91.
- YIN Bangtang, LI Xiangfang, LI Qian, et al. The calculation method of bottomhole pressure during shut-in period in high temperature and high pressure gas well [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012,40(3):87-91.
- [25] 廖新维,沈平平. 现代试井分析[M]. 北京:石油工业出版社,2002:206-217.
- [26] 冉新权,陈钦雷,赵必荣. 气井井口压力恢复曲线异常的处理方法研究[J]. 天然气工业,1995,15(6):24-27.
- RAN Xinquan, CHEN Qinlei, ZHAO Birong. Treatment method research on wallhead pressure build up curve abnormality of gas well [J]. Natural Gas Industry, 1995,15(6):24-27.
- [27] 陈国荣. 气井试井资料多解性因素分析[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(3):88-92.
- CHEN Guorong. Analyses of the multi-solution factors for gas well testing data [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013,32(3):88-92.
- [28] 李传亮,姚淑影. 气井试井分析中气体物性参数使用原始物性参数之探讨[J]. 特种油气藏,2010,17(5):123-124.
- LI Chuanliang, YAO Shuying. Discussion on using initial physical property in gas well test analysis [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010,17(5):123-124.
- [29] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社,2009:56-128.

编辑 王 军

第一作者简介:刘磊,女,1986年出生,硕士,工程师,2011年毕业于西安石油大学油气田开发工程专业,现主要从事天然气开发研究工作。电话:0996-2175578,18299771135;Email:liulei-tlm@petrochina.com.cn。通信地址:新疆库尔勒市石化大道塔指小区1号实验楼,邮政编码:841000。