

潜山低渗透储层试井设计主控因素及改进方案

房鑫磊¹,赵洪绪¹,杨志成²,于伟强¹,赵洪涛¹

1. 中法渤海地质服务有限公司 天津 300457
2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司渤西作业公司 天津 300451

通讯作者:Email:fangxl@cfbgc.com

引用:房鑫磊,赵洪绪,杨志成,等. 潜山低渗透储层试井设计主控因素及改进方案[J]. 油气井测试,2022,31(6):59-64.

Cite: FANG Xinlei,ZHAO Hongxu,YANG Zhicheng,et al. Main controlling factors and improvement of well testing design for buried-hill low-permeability reservoirs[J]. Well Testing, 2022,31(6):59-64.

摘要 潜山低渗透储层微裂缝发育不均匀,非均质性强,试井设计参数选取困难、误差大。基于双重孔隙介质模型优选产能预测和不稳定试井设计参数,通过改进常规测试流程获取井底流压测试数据,利用井底流压与产量对应关系,对试井设计参数进行实时更新,指导产能测试和压力恢复过程,使产能测试制度、压力恢复关井时间更加合理。以 S1 井为例,原试井设计渗透率为 0.34 mD,关井 1~10 h 出现关井压力双对数曲线径向流特征;通过改进的方法进行试井设计,渗透率为 0.023 mD,关井 180~200 h 径向流特征明显,关井 190 h 后开始出现比较明显的系统径向流直线段,与改进的试井设计指导时间基本吻合。通过潜山储层开发井实际工程验证,取全取准了压力数据,可有效指导测试过程和压力数据解释工作。

关键词 试井设计;低渗透;非均质性;测试制度;关井时间;径向流;设计参数;试井解释

中图分类号:TE353 文献标识码:B DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.06.012

Main controlling factors and improvement of well testing design for buried-hill low-permeability reservoirs

FANG Xinlei¹, ZHAO Hongxu¹, YANG Zhicheng², YU Weiqiang¹, ZHAO Hongtao¹,

1. China France Bohai Geoservices Co., Ltd., Tianjin 300457, China
2. Boxi Operation Company of Tianjin Branch of CNOOC(China) Co., Ltd., Tianjin 300451, China
Main controlling factors and improvement of well testing design for buried-hill low-permeability reservoirs

Abstract: Buried-hill low-permeability reservoirs are highly heterogeneous, with uneven microfractures, leading to difficult selection of parameters and large error for well testing design. Based on the dual-porosity model, the parameters for productivity prediction and unstable well testing design were optimized, and the bottomhole flow pressure data were obtained by improving the conventional testing process. Using the corresponding relationship between bottomhole flow pressure and production, the parameters for well testing design were updated in real time, which can guide the process of productivity testing and pressure recovery, making the productivity testing system, pressure recovery and shut-in time more reasonable. Taking Well S1 as an example, under the original well testing design with the permeability of 0.34 mD, the shut-in pressure showed a double logarithmic curve radial flow behavior at the shut-in time of 1~10 h; under the well testing design improved with the permeability of 0.023 mD, the well show an obvious radial flow behavior at the shut-in time of 180~200 h, and begun to show an obvious straight-line segment in systematic radial flow, which is basically consistent with the guidance time from improved well testing design. Through the actual engineering verification of development wells in buried hill reservoir, the obtained, which can pressure data is fully effectively guide the testing process and pressure data interpretation work.

Keywords: well testing design; low permeability; heterogeneity; test regime; shut-in time; radial flow; design parameter; well testing interpretation

低渗透油田地质条件差、开发难度大。但随着经济的快速发展,低渗透油田的丰富石油储量越来越受到关注^[1-2]。由于低渗透储层裂缝的存在和沉积过程的方向性,裂缝较为发育的地层渗透率各向

异性较为突出,储层开发过程中往往出现明显的径向非均质性。BOTTOMLEY 等^[3],张金柱等^[4],张甲清等^[5]针对试井设计参数选取问题,通过测井解释成果以及试井设计参数相关性研究,采用大数据统

计分析方法进行设计参数优选,进而提高试井设计与实测结果的吻合率。然而试井设计参数在选取过程中仍存在较大的不确定性,特别是低渗透非均质较强的储层,设计参数可能与储层实际物性存在较大差异,导致试井设计给出的测试工作制度、压力恢复关井时间不合理,使得测试资料不可信甚至测试失败^[6-7]。因此,在参数优选困难的情况下,通过测试工艺的改进,对井底流压与产量数据进行拟合分析,可克服试井设计参数选取的不确定性,提高测试成功率,节约作业成本。

1 试井设计参数的选取

试井设计参数通常根据井壁取芯、测井、邻井测试等资料进行选取^[8-9]。

1.1 流体高压物性参数

流体高压物性是试井设计和试井解释的基础参数。设计参数与储层流体物性差别较大时,特别是黏度、体积系数、压缩系数等,产能预测及试井设计结果可能会与实际情况出现较大偏差。

当井筒中充满单相流体时,井储系数可通过下式进行估算

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} = \frac{VC_o \Delta p}{\Delta p} = VC_o \quad (1)$$

式中: C 为井筒储集系数, m^3/MPa ; V 为井筒容积, m^3 ; p 为压力, MPa ; C_o 为原油压缩系数, MPa^{-1} 。

确定井储系数时,由于对流体高压物性认识的偏差,压缩系数不合理可致使井储系数计算值与实际测试情况产生较大误差^[10]。

测试井前期没有取样分析,高压物性一般参考同层位探井、邻井资料;对于测试储层第一口预探井或开发井,则参数选取较困难。

1.2 有效渗透率

准确估算渗透率是试井设计取得成功的关键。地层有效渗透率可以利用拟稳定流动数据、生产指数以及无限作用径向流段数据进行估算^[11],已具有边界限制的气区,当压力变化波及到边界后,或者说地层压力变化进入拟稳态以后,压力响应可以表示为

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = \frac{36.846 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{Z} T P_{sc}}{K h T_{sc}} \cdot q_g \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_a \right] \quad (2)$$

其中

$$K = \frac{36.846 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{Z} T P_{sc}}{T_{sc} (P_R^2 - P_{wf}^2) h} \cdot q_g \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_a \right] \quad (3)$$

$$S_a = S + D q_g$$

式中: p_R 为地层原始静压, MPa ; p_{wf} 为井底流动压力, MPa ; q_g 为井口产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K 为地层有效渗透率, mD ; h 为地层有效厚度, m ; $\bar{\mu}_g$ 为储层条件黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; \bar{Z} 、 \bar{T} 分别为地层条件下气体偏差系数和平均温度; p_{sc} 、 T_{sc} 分别为气体标准状态下的压力和温度(p_{sc} 为 0.1013 MPa , T_{sc} 为 293.16 K); ϕ 为孔隙度,无因次; C_i 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; t 为时间, h ; S_a 为视表皮系数; D 为非达西流系数, $(\text{m}^3/\text{d})^{-1}$; r_e 为泄流半径, m ; r_w 为井的折算半径, m 。

若达到拟稳定流动,且已知泄流半径和表皮系数,(3)式可以用来估算渗透率。但受限于表皮系数估算不准等因素影响,计算出的渗透率也不准确。由于测试井在作业前无法获取准确的地层有效渗透率数据,需要在已有测试资料基础上寻找测井渗透率和试井有效渗透率的相关性。

对已有测试井进行统计分析,可以较为准确的为试井设计和产能预测提供参考。但不同沉积盆地、不同类型油气田、不同油组储层,测井渗透率和试井动态渗透率有着不同的分布特征,以及受限于统计样本数量,探井、开发井前期的设计及产能预测存在一定程度的困难。

对于低渗透储层,如果选取出现误差,会出现试井设计曲线形态上下偏移情况明显,影响对测试关井时间的有效指导,以及储层探测范围、边界情况的误判。

1.3 储层有效厚度

试井设计时储层有效厚度的选取需要根据地震剖面、构造图,以及测井数据。储层有效厚度通过储层地层系数 Kh 影响到试井设计。对于非均质比较严重的储层,同时应该充分考虑到有效厚度的非均质性,建立等效厚度代替厚度非均质储层,以实现有效减小设计结果误差。

1.4 表皮系数

试井设计参数需要根据钻完井期间的实际污染情况来判断,如:钻井过程中的漏失、钻井液对储层浸泡时间、完井方式、防砂等;对于定向井或水平井需要考虑到井筒斜度引起的几何表皮;对于高产气井还需要考虑到气体在井底的非达西流引起的视表皮影响。总表皮系数 S_i 可表示为

$$S_i = S_d + S_p + S_{cz} + S_{pp} + S_{gp} + S_\theta + S_b + S_g \quad (4)$$

式中: S_d 为侵入伤害表皮因子; S_p 为完全射孔拟表

皮因子; S_{cz} 为射孔挤压表皮因子; S_{pp} 为部分射孔拟表皮因子; S_{gp} 为砾石充填拟表皮因子; S_θ 为井斜拟表皮因子; S_b 为流度拟表皮因子; S_g 为高速非达西流拟表皮因子。

准确的总表皮系数通过无限作用径向流阶段数据获得,在实际工作中试井设计总表皮系数一般根据测试井类型参考相似井或给定经验值。

2 试井设计参数实时矫正方法

以潜山储层开发井为例,研究试井设计参数实时矫正方法。

2.1 潜山储层双孔介质模型曲线特征

对于潜山低渗透储层中微裂缝比较发育的情况,储层特征曲线会表现出双重孔隙介质模型的特征^[12-14],双重孔隙介质试井数学模型在 Laplace 空间求解

$$\bar{p}_{wd} = [K_0(\sqrt{f(u)u}) + S\sqrt{f(u)u}K_1(\sqrt{f(u)u})] / u[\sqrt{f(u)u}K_1(\sqrt{f(u)u}) + C_D u[K_0(\sqrt{f(u)u}) + S\sqrt{f(u)u}K_1(\sqrt{f(u)u})]] \quad (5)$$

式中: \bar{p}_{wd} 为井底压力的 Laplace 空间解; u 为 Laplace 空间自变量; $f(u)$ 为关于自变量 u 的函数; $K_0(x)$ 、 $K_1(x)$ 分别是零阶、一阶虚宗量贝塞尔函数; C_D 为无因次井储系数; S 为无因次表皮系数。

对于双重孔隙介质流动期间的过渡段,进行 Laplace 空间解的反演,并对求解压力求得得到

$$\frac{t_D}{C_D} \cdot p_{wd} \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{1}{2} \left\{ 1 + [e^{\frac{-\lambda C_D}{\omega(1-\omega)} \cdot \frac{t_D}{C_D}} - e^{\frac{-\lambda C_D}{1-\omega} \cdot \frac{t_D}{C_D}}] \right\} \quad (6)$$

$$\text{其中} \quad t_D = \frac{3.6K_f t}{(\phi C_t)_{f+m} \mu r_w^2}$$

$$C_D = \frac{0.159C}{(\phi C_t)_{f+m} h r_w^2}$$

式中: t_D 为无因次时间; C_D 为无因次井储系数; h 为储层厚度, m; r_w 为井筒半径, m; C_t 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; K_f 为裂缝系统渗透率, mD; ω 为储能比, 无因次; λ 为窜流系数, 无因次。

为了能够利用试井设计数据准确地指导试井压力恢复测试和产能测试,需要对有效渗透率、储能比、窜流系数进行优选。

2.2 流压测试数据指导试井设计参数矫正

在径向上非均质性较强的低渗透储层,试井设计时渗透率参考测井渗透率相关性分析,或参考邻井资料;测试层有效厚度和边界特征参考地质、完

井、构造图等资料;高压物性,以及双重孔隙解释模型的储能比、窜流系数等参考同层位或邻井资料。

对于先期开发井,如果没有井下永久压力计,也没有进行过产能测试,将无法掌握井底平均地层压力和生产指数情况。下入直读压力计或利用存储式压力计在压力恢复测试前进行一个工作制度的流压测试,获取流压数据后,可对试井设计参数中的渗透率和表皮系数进行实时矫正,指导压力恢复制度和关井时间的选择。

3 应用实例

S1 井为海上某凝析气田第一口开发井,开发目的层是太古界潜山,完钻井深 5 117 m,该井下入 177.8 mm 套管,自喷生产管柱,采用 152.4 mm 裸眼 + 114.3 mm 割缝管防砂,未下入井下压力计。S1 井投产后未进行过压力测试作业,根据测试作业地质要求,需要对潜山储层进行井筒流压梯度、静压梯度和压力恢复测试,落实井筒压力分布及渗透率、表皮系数等地层参数。

3.1 试井设计基础参数的选择

根据测井数据显示, S1 井有效储层厚度 175.7 m,孔隙度 6.26%;原始地层压力根据压力系数 1.15 计算得到 51.4 MPa;流体高压物性资料参考勘探评价阶段本井区的预探井数据。由于本井区没有其他测试资料可参考,考虑到潜山层位可能有微裂缝发育,渗透率、储能比、窜流系数同样参考预探井资料,渗透率取值 0.34 mD;储能比 0.10;窜流系数 3.41×10^{-5} 。假设井底没有污染,设定表皮系数为 0,根据井筒容积和气体压缩系数计算井筒储集系数为 0.45 m^3/MPa 。

选取双重孔隙介质模型进行单生产制度试井设计,模拟产量采用测试井近期的生产工作制度,通过计算得到模拟的压力和压力导数数据(见图 1、图 2)。

可以看出,模拟生产压差很小,压力导数曲线出现双孔介质“下凹”特征的时间也非常早,在 1 h 左右出现系统径向流动,关井后 1~10 h 径向流特征明显,达到预期流动形态。从试井设计结果看,关井压力恢复时间选择 10 h 就可满足解释需要,获取到有效渗透率、表皮系数等参数,但利用目前生产制度和实际参数计算的生产压差非常小($\Delta p_{wf} < 1 \text{ MPa}$),与井口观测的压力变化不相符。如果试井参数选取误差,提前关井可能会导致曲线特征显现不完整,无法准确解释参数。

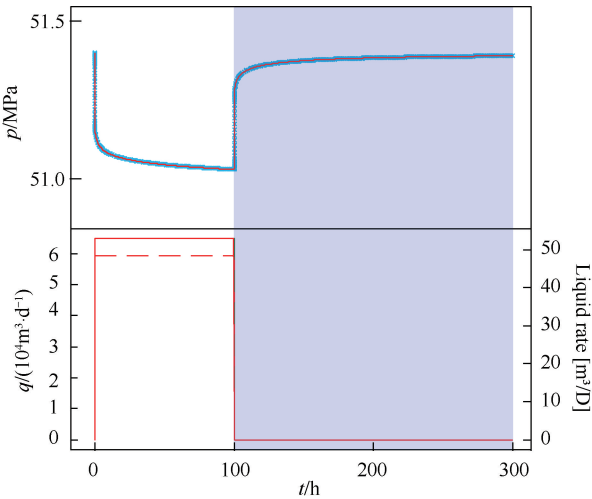


图 1 试井设计压力曲线

Fig. 1 Pressure curve for well testing design

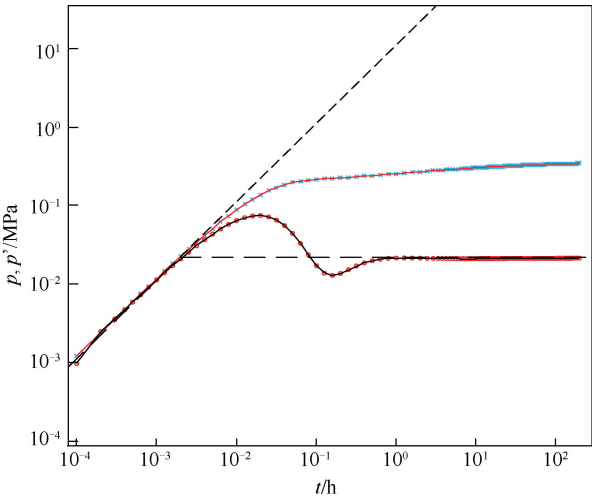


图 2 试井设计压力导数曲线

Fig. 2 Pressure derivative curve for well testing design

3.2 设计参数实时矫正

利用存储压力计进行常规测试时的流程为：(1)利用钢丝携带存储压力计下入气层中部深度，按照设计工作制度稳定生产；(2)上提压力计并在不同深度处停点，进行流压梯度测试；(3)下放压力计至油层中部深度，稳定后进行关井压力恢复测试；(4)达到设计关井时间后，上提压力计并在不同深度处停点，进行静压梯度测试；(5)上提压力计至井口，回放数据，压力恢复解释。

在进行 S1 井的试井设计和测试时，为了矫正试井设计参数，提高压力恢复测试关井时间的准确性和可靠性，改进测试流程为：(1)压力计下入气层中部，按照设计工作制度稳定生产；(2)流压梯度测试；(3)流压梯度测试结束后，将压力计提出井口读取数据；(4)获取到产量 q 和井底流压 p_{wf} ，根据 q - p_{wf} 对应关系，更新试井设计的渗透率或表皮系数；

(5)压力恢复测试；(6)静压梯度测试；(7)压力计提出井口并回放数据，压力恢复解释。

流体梯度测试结束后，读取井底流压 $p_{wf} \approx 20.49$ MPa，与初期试井设计结果差距较大。更新渗透率值后，使相同生产制度下井底压力接近 20.49 MPa，此时，更新得到的渗透率值约为 0.023 mD。设计参数更新后的压力曲线和压力导数曲线分别见图 3、图 4。

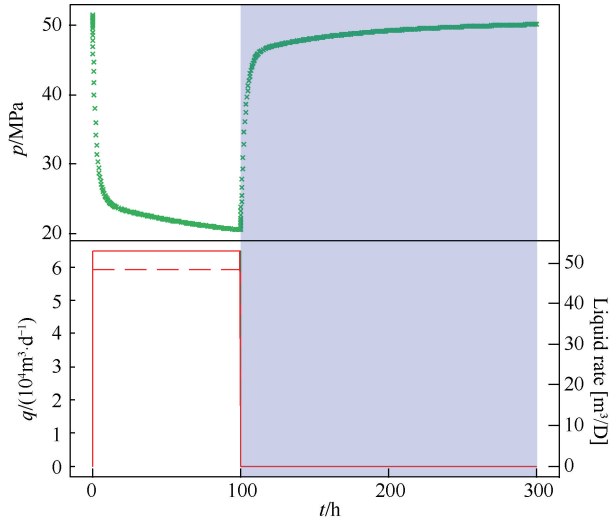


图 3 试井设计压力曲线(矫正 K)

Fig. 3 Pressure curve for well testing design (corrected K)

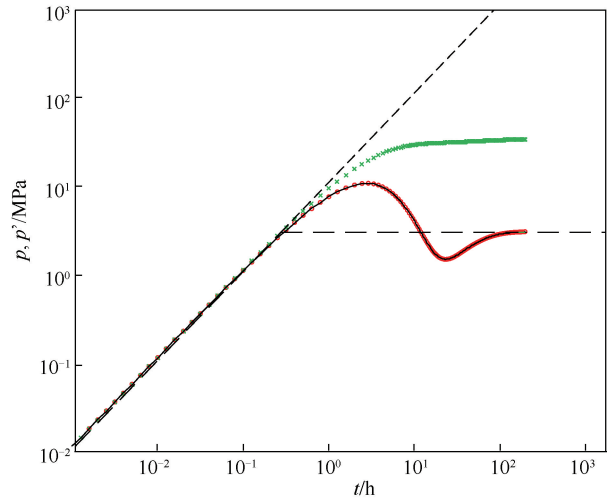


图 4 试井设计压力导数曲线(矫正 K)

Fig. 4 Pressure derivative curve for well testing design (corrected K)

可以看出，更新后的压力导数曲线和初期曲线形态有较大区别，模拟结果显示双孔介质“下凹”特征出现的时间较晚，在关井 23 h 左右出现了介质间拟稳定流动特征的曲线下凹最低点；在约 180 h 左右开始出现系统径向流动，关井后 180~200 h 径向流特征明显，考虑到气体压缩性等因素，建议关井

时间大于 250 h,以保证测试成功率。

3.3 压力恢复测试及试井解释

海上生产井的压恢测试关井时间一般为 3~4 d,但根据更新后的试井设计,S1 井的关井时间至少要达到 250 h 才能出现比较明显的径向流直线段。为了保证测试数据的质量,取全取准压力资料,压力恢复过程严格按照试井设计步骤,实际关井时间 287 h(约 12 d)。图 5 为流体梯度数据和压力恢复数据的对比,虽然压力计分两次下入,但相同生产制度下,流压测试和压恢测试关井前对应的井底流压相等,相互印证了实时更新试井设计和压力恢复数据的准确性。

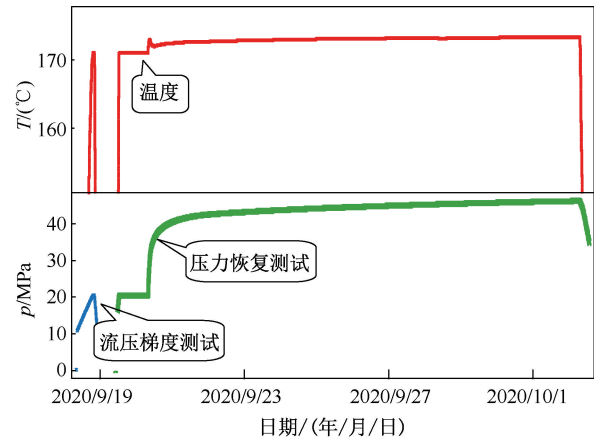


图 5 流压梯度测试和压力恢复测试曲线
Fig. 5 Flow pressure gradient testing and pressure recovery testing curves

计算得到压力恢复导数,并与初期试井设计压力导数、实时更新后的压力导数进行对比,如图 6 所示。

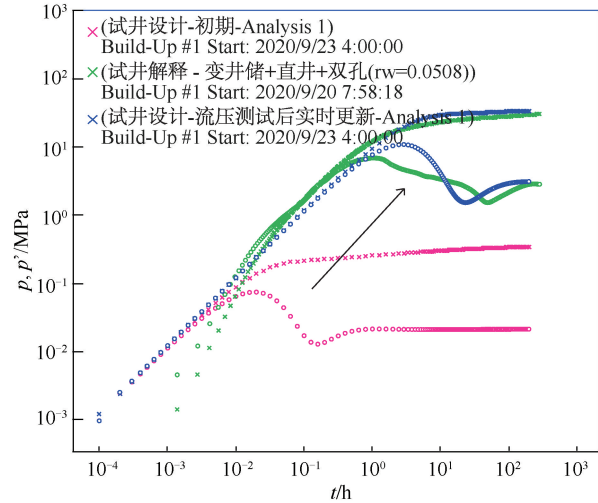


图 6 试井设计与压恢测试导数曲线对比
Fig. 6 Comparison of derivative curves between well testing design and pressure recovery testing

可以看出:实际测试后的压力导数与实时更新后的试井设计压力导数,曲线在图中的位置基本一致,实际测试在关井后 190 h 开始出现比较明显的系统径向流直线段,与试井设计指导时间基本吻合;两者都与初期试井设计导数曲线位置存在较大差异,如果按照初期试井设计的关井时间进行测试,则导数曲线只能显示到介质间流动的初始阶段,影响到解释模型的判断和解释结果。

对关井压力恢复导数进行拟合分析,选取:井储+表皮+双重孔隙介质模型进行解释,主要解释结果及与试井设计参数的对比见表 1。

Table 1 Well testing interpretation results and comparison of designed param			
	初期试井设计	更新试井设计	试井解释
井筒储集系数/ ($\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1}$)	0.45	0.45	0.35
表皮系数	0	0	-1.32
渗透率/mD	0.34	0.023 0	0.024 7

从试井解释和试井设计结果对比可以看出,渗透率值在设计更新后与试井解释非常接近,比初期试井设计时小至少一个数量级以上。设计参数实时矫正保证了对压力恢复测试的有效指导。

4 结论

(1)通过统计分析区域测井渗透率和试井有效渗透率之间的关系、岩心数据以及参考邻井资料等方法对测试井的试井设计参数进行确定。但对于非均质性较强的储层或有微裂缝发育的低渗透储层,试井设计参数的选取往往会出现较大误差。

(2)对于完井管柱没有井下压力计的生产井,若井况、测试工艺、成本控制等因素不允许直读压力计进行产能或压力恢复测试,则可用存储压力计首先进行流压测试,获取测试生产制度的产量与井底流压对应关系,实时矫正试井设计参数,指导压力恢复测试达到预期流动形态所需的试井时间,在最优经济性下取全取准测试资料,提高测试成功率,降低作业成本。

(3)存在微裂缝发育的低渗透储层,虽然能通过流压+压力恢复的测试方法提高设计参数(渗透率、表皮系数)的准确性,但弹性储能比和窜流系数在径向上的非均质性不易克服,对测试曲线形态和径向流出现时间产生一定程度影响,建议此类储层测试时,根据试井设计适当延长关井时间。

致谢:感谢作业区为本文测试方法工艺验证所提供的宝贵现场作业机会;感谢解释中心领导和同事在试井设计方案研究以及论文修改等方面的帮助。

参考文献

- [1] 鲁松, 安宏亮, 魏婷, 等. 低渗储层试井压力解释新方法[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(12): 190-193.
LU Song, AN Hongliang, WEI Ting, et al. A new method for well test interpretation of low permeability reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(12): 190-193.
- [2] 李黎, 刘伟新, 张伟, 等. 海上低渗岩性油藏试井解释技术对策及其实施效果[J]. 中国海上油气, 2014, 26(3): 78-80.
LI Li, LIU Weixin, Zhang Wei, et al. Some technical countermeasures for the well test interpretation of offshore lithologic oil reservoirs with low permeability and their effects[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(3): 78-80.
- [3] BOTTOMLEY W, SCHOUTEN J, MCDONALD E, et al. Novel well test design for the evaluation of complete well permeability and productivity for CSG wells in the Surat Basin[C]. SPE 176925-MS, 2015.
- [4] 张金柱, 岳小华, 王杰. 测井资料在试井设计及解释中的应用[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 42-43.
ZHANG Jinzhu, YUE Xiaohua, WANG Jie. Application of logging data in the design and interpretation of well testing [J]. Well Testing, 2016, 25(3): 42-43.
- [5] 张甲清, 杨晓侠, 高勇. 产能预测及试井设计参数优选方法[J]. 油气井测试, 2006, 15(6): 5-7.
ZHANG Jiaqing, YANG Xiaoxia, GAO Yong. Optimize method for productivity forecast and well testing design parameter[J]. Well Testing, 2006, 15(6): 5-7.
- [6] SOLIMAN M Y, AZARI M, ANSAH J, et al. Design, interpretation, and assessment of short-term pressure-transient tests [C]. SPE 90873-MS, 2004.
- [7] 王杰, 于伟杰. 单井试井设计参数优选[J]. 油气井测试, 2010, 19(4): 17-19.
WANG Jie, YU Weijie. Optimization of parameters for test design f or single well[J]. Well Testing, 2010, 19(4): 17-19.
- [8] 曾德仁, 彭妥, 黄诚, 等. 试井设计风险评价[J]. 西南石油学院学报, 2001, 23(4): 23-25.
ZENG Deren, PENG Tuo, HUANG Cheng, et al. Risk evaluation of well test design [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2001, 23(4): 23-25.
- [9] 赵爱军, 徐海峰, 赵玥. 大港滩海油藏试井设计优化与应用[J]. 油气井测试, 2015, 24(2): 41-45.
ZHAO Aijun, XU Haifeng, ZHAO Yue. Optimization and application of well testing design for offshore oil reservoir of dagang[J]. Well Testing, 2015, 24(2): 41-45.
- [10] 刘鹏超, 唐海, 吕栋梁, 等. 利用霍纳曲线求取井筒储集系数的新方法[J]. 油气井测试, 2010, 19(4): 8-9.
LIU Pengchao, TANG Hai, LYU Dongliang, et al. A new method for wellbore storage coefficient by the analysis of horner plot[J]. Well Testing, 2010, 19(4): 8-9.
- [11] JOHN P SPIVEY, W JOHN LEE[美]. 实用试井解释方法[M]. 韩永新, 等, 译. 北京: 石油工业出版社, 2016.
- [12] 张烈辉, 王海涛, 贾永禄, 等. 层间窜流的双孔介质双层油藏渗流模型[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(5): 178-182.
ZHANG Liehui, WANG Haitao, JIA Yonglu, et al. Model of two-layered reservoir with crossflow and dual porosity media [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(5): 178-182.
- [13] 陈方方, 贾永禄. 三孔双孔介质径向复合油藏模型与试井曲线[J]. 油气井测试, 2008, 17(4): 1-4.
CHEN Fangfang, JIA Yonglu. The model of the triple-double porosity radial composite reservoir and the type of curve [J]. Well Testing, 2008, 17(4): 1-4.
- [14] 李友全, 于伟杰, 王本成, 等. 双孔介质有界地层低速非达西渗流模型新解[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2015, 17(2): 55-58.
LI Youquan, YU Weijie, WANG Bencheng, et al. Study on the non-linear rate prediction model of oil-test formation [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2015, 17(2): 55-58.

编辑 穆立婷

第一作者简介:房鑫磊,男,1986 年出生,工程师,2010 年毕业于东北石油大学资源勘查工程专业,现主要从事试井解释研究工作。电话:19922627799;Email:fangxl@cfbgc.com。通信地址:天津市滨海新区天津经济技术开发区信环西路 19 号天河科技园 1 号楼 3 层中法渤海地质服务有限公司,邮政编码:300457。