

利用短期关井压力数据确定地层压力

蒋益宛 顾宝江 严玉华 池连浚

(江苏油田试采一厂, 江苏江都 225265)

摘要 地层压力是油田勘探开发中一项必不可少的基础参数。目前, 确定地层压力的方法较多, 但它们通常都是利用较长时间的关井压力数据来求取地层压力。通过分形油藏压力不稳定试井理论的研究, 提出了一种使用短期关井压力数据确定地层压力的新方法。实践证明, 这种方法与常规的 Homer 法相比, 精度相同、方法简便、适用范围广, 具有广泛的实用价值。

关键词 不稳定试井 地层压力 确定方法 应用

作者简介 蒋益宛, 1992年毕业于西安石油学院, 现从事试油测试及油田开发工作, 工程师。

地层压力是描述油气藏类型、计算地质储量、了解油气藏目前动态以及预测未来动态的一项必不可少的基础数据, 通过比较目前地层压力与原始地层压力的差异, 可评价油藏压力的保持水平及油藏开发效果, 确定地层的产能。以往常采取较长时间的压力恢复试井来获取这些资料, 不仅花费大量测试费用, 而且影响了油、气产量。针对这一问题, 基于分形压力不稳定分析理论, 提出了利用短期关井压力数据确定地层压力的新方法。

1 方法的理论基础

当今世界上广泛使用的试井分析方法, 主要是 Homer 和 Van Everdingen 等提出的常规半对数分析法, 以及 Ramey 和 Gringarten 建立的现代试井分析方法, 这 2 种方法最有效的是对中期资料分析, 因此需要的试井时间较长。Russell 和 McKinley 等提出的早期试井分析方法以及 Ramey 和 Earlougher 等给出的短期试井分析方法都依赖于续流量的测定, 所以不能得到准确可靠的结果。另外, McKingey 法也有较大的局限性, 并且不能计算地层压力^[1]。下面从分形油藏压力特征出发, 来推导利用短期关井压力数据求取地层压力的方法。

Chang 和 Yortsos 的分形压力不稳定试井分析理论^[2]指出, 原点处恒定产量井的无因次压力响应解为

$$p(r, t) = \frac{r^{(2+\theta)(1-\sigma)}}{r^{(\sigma)(\theta+2)}} \Gamma \left[1 - \sigma \frac{r^{(2+\theta)}}{(2+\theta)^2 t} \right] \quad (1)$$

$$\sigma = D / (2 + \theta)$$

式中 $p(r, t)$ —— t 时刻距离 r 的无因次压力降;

D ——维数;

θ ——反常扩散指数;

$\Gamma(x)$ ——伽马函数;

$\Gamma(x, y)$ ——不完全伽马函数。

当变量 $\frac{r^{(2+\theta)}}{(2+\theta)^2 t}$ 较小时, 与井筒处的初期时刻相对应, 可以采用 $\Gamma(x, y)$ 级数展开的前 2 项求得

$$p_w = A + B \frac{(2+\theta)^{(1-2\sigma)}}{(1-\sigma) \Gamma(\sigma)} t^{(1-\sigma)} \quad (2)$$

式中, A, B 为常数, 由 σ, θ 求出。

式(2)表示的井底压力与 $\sigma < 1$ 或 $\sigma > 1$ 有关。因为 $\sigma = D / (2 + \theta)$, 且 $\theta > 0$, 故这 2 种情形对应于维数 $D < 2$ (介于线性与径向流之间的流动特性) 以及 $D > 2$ (介于径向流和球形之间的流动特性)。

当 $\sigma < 1$ 时, 与时间无关的常数项很快就比与时间有关的项小得多, 所以可以忽略, 实际井底压力近似于

$$p_w \approx ct^{(1-\sigma)} \quad (3)$$

式中, c 为常数; t 为时间。

对于 $\sigma > 1$ 的情形, 在时间 t 充分大时, 与时间无关的项起主导作用, 压力响应为

$$p_w = A - Bt^{(1-\sigma)} \quad (4)$$

式中, A, B 为正常数。

实际上, 均质、径向流动是最常见的情形, 下面对其进行讨论。将(3)、(4)式分别乘以时间 t , 得

$$p_w t \approx ct^{(2-\sigma)} \quad (5)$$

$$p_w t = At - Bt^{(2-\sigma)} \quad (6)$$

比较(5)、(6)两式不难发现,当 $\sigma=1$ (对应于均质、径向流系统)时,有 $p_w t \approx ct$ 或 $p_w t = (A-B)t$ 。显然, $p_w t$ 与 t 成线性关系,可以写成

$$p_w t = at + b \quad (7)$$

式中, a, b 为常数。

把(7)式两边同时除以时间 t , $p_w = a + b/t$ 。当时间 t 足够大时, $p_w = a$ 即为地层压力。也就是说,如果以关井压力与关井时间的乘积为纵坐标,以关井时间为横坐标做图,并将图中数据点进行线性回归,则其斜率即为地层压力。

2 应用举例

下面以2个例子来证明上述方法应用的有效性和可靠性(为了说明新方法的可靠程度,实例计算都采用经典的Homer法为标准)。

2.1 实例一

沙X30井是高邮凹陷北斜坡沙埕构造沙30块高部位的1口预探井,为落实该井13号层的产能、液性、压力等资料,为储层评价提供依据,根据试油要求对该井进行了地层测试,测试工作制度采用二开二关,辅助三开抽汲。其中二开井232.5min,二关井4399.52min。采用英国EPS公司Pansystem试井解释软件对资料进行了解释处理,按二开流动曲线折算平均日产油 16.48m^3 ,用Homer法分析二关外推地层压力为 24.87MPa (图1),用本文方法求出地层压力为 24.892MPa (图2),误差仅为 0.088% ,具有较好的一致性。

2.2 实例二

江湖凹陷天X76井的 $1283.7 \sim 1292.6\text{m}$ 是油水同层,2001年9月13日~21日对该井进行了二开二关地层测试,二开井291min,二关井4341min。此次测试获得存储式电子压力计数据2份(石英存储

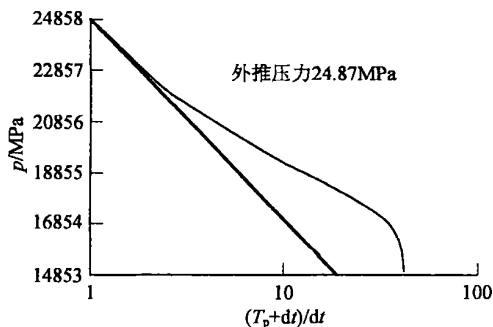


图1 沙30井霍纳图

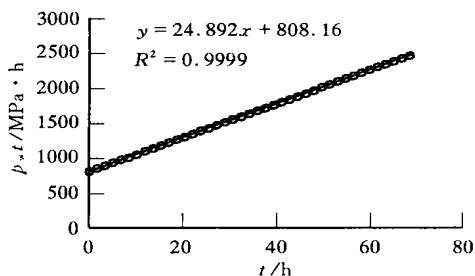


图2 沙X30井 $p_w t$ 与 t 关系曲线

电子压力计和国产存储电子压力计各1份),使用英国EPS公司Pansystem试井解释软件进行了解释,解释时选用均质复合油藏模型,储层渗透率 k 为 $18.58 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,表皮系数 S 为13.61,井筒储集系数 C 为 $0.83 \times 10^{-3}\text{m}^3/\text{MPa}$ 。利用解释出来的地层参数又分别进行了压力历史模拟、无因次叠加检验等方法的试井验证分析,实测曲线与理论曲线相吻合,进一步验证了解释参数的可靠程度。应用本文方法,绘制 $p_w t$ 与 t 的坐标图(图3),求得地层压力为 11.708MPa ,与Homer法计算的地层压力 11.70MPa (图4)相比,误差仅为 0.068% ,达到了较高的精度。

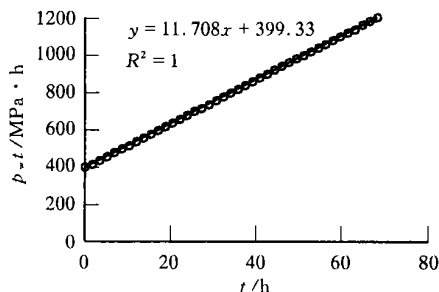


图3 天X76井 $p_w t$ 与 t 关系曲线

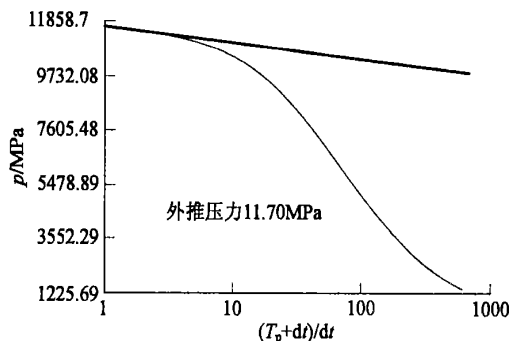


图4 天76井霍纳图

3 结论

(1)实践证明,利用本文方法确定地层压力具有较高的精度,适用范围广。

(2)两个实例得到的数据点具有极好的线性关

河南油田江河区油井防垢技术

李景全 赵群 刘华军

(河南石油勘探局, 河南桐柏 745106)

摘要 介绍了油井、油管线结垢产生的原因与防垢机理, 并针对河南油田江河区油井、油管线结垢的现状, 进行了10余种防垢剂配方的筛选试验, 确定了价廉高效的防垢剂、防垢液配方, 通过岩心的吸附与解吸附试验、防垢剂各组分与地层水的配伍性试验、地层水配制溶液在90℃下的钢片腐蚀试验等, 确定了现场施工工艺。经现场试验, 取得了防垢增油、延长检泵周期的良好效果。

关键词 河南油田 油井 结垢 防垢

作者简介 李景全, 1969年生。1992年毕业于西安石油学院采油工程专业, 现从事油田管理工作, 工程师。

河南油田江河区由于地层温度高, 地层水中成垢离子含量高, 结垢现象特别突出。通过近3年的室内试验, 筛选出适用于江河区的防垢剂配方, 并通过合理选择结垢重灾井进行现场防垢试验, 取得了良好的防垢增油效果。

1 结垢现状与结垢机理分析

1.1 结垢现状

江河区油井产液综合含水达91%, 见水油井达99.8%, 80%的油井产液温度在50~90℃之间, 地层温度高, 平均井深为1700m, 地层水中成垢离子含量高, 347口油井中有28%的油井有不同程度的结垢。结垢井易发生泵卡、油井产量下降等现象, 检泵周期平均不到150d; 相应的集输管网堵塞、腐蚀严重, 回压偏高, 穿孔频繁, 闸阀也经常因结垢影响而开关失控; 油管与套管上的积垢能引起严重腐蚀, 使管材变形或破断。比较典型的8-9井, 因结垢导致电潜泵卡死, 作业时电潜泵卡死在井筒中起不出来, 后经酸处理后才起出井筒, 其检泵周期只有120d, 平均每

年要作业3~4次; 6-13井地面输油管线长300m, 内径76mm, 结垢导致油井回压高达到4MPa, 管线经常穿孔, 后割下一截管线检查, 样管内径仅剩28mm。

1.2 结垢机理分析

将江河区66口井的垢样置于有机溶剂中无溶解现象发生, 溶剂颜色也无改变, 说明垢中有机质含量较低; 用5%~15%的盐酸滴到垢样表面, 发生强烈反应, 有大量气泡生成, 无刺激气味, 酸不变色, 滴定到最后, 垢样被全部溶解, 说明垢样的成分主要为碳酸盐。分析认为江河区油井结垢机理如下。

由于在油井生产过程中, 向生产井运移的含水地层流体在经过近井地层时, 形成“压降漏斗区”, 地层流体中的CO₂因压力下降而逸出, 这一过程破坏了原始的平衡状态, CO₂逸出的同时就有碳酸盐产生, 碳酸盐在近井地层沉积聚集, 形成近井垢。

当流体从地层流入井筒时, 由于压力和温度的急速降低, CO₂继续逸出, 同时产生以碳酸盐为主的垢; 若不同储集层合采, 由于不同层的产液中水的不相容性, 可能有硫酸盐垢产生; 使用电潜泵, 由于

系, 相关系数 R^2 接近于1, 这就意味着利用短期关井数据同样可以确定可靠的地层压力。通常在关井几小时后即可确定地层压力, 从而可以进一步缩短关井时间, 节约测试成本, 减少因压力恢复试井对油气产量的影响。

(3)需要注意的是, 在实际应用中, 线性回归数据一般选取关井后1h以后的数据点, 以便消除井筒储集效应的影响。

参 考 文 献

- [1] 中国石油天然气总公司开发生产局. 试井理论与实践. 北京: 石油工业出版社, 1996
- [2] 王域辉, 廖淑华. 分形与石油. 北京: 石油工业出版社, 1994

(收稿日期 2001-11-22)

(修改稿收到日期 2002-02-21)

[编辑 郑秀娟]

Key words horizontal well well pattern productivity analytical solution

NEW APPROACH FOR CALCULATING THE ECONOMIC MAINTENANCE—FREE PERIOD OF THE MECHANICAL PUMPING WELLS IN OFFSHORE OILFIELDS

by Zhou Daiyu, Guo Jianchun, Zhao Jirzhou (Southwest Petroleum Institute), Niu Shilong, Wang Fu, Zhu Xiaoqiang

Abstract The new evaluation approach for Economic Maintenance—free Period (EMP) for mechanical pumping wells is first presented aimed at some problems which existed in producing treatment of the mechanical pumping wells in Chengdao Oilfield. The EMP evaluating model of mechanical pumping wells is established and the calculated method of EMP is presented based on the theories of well production rate decline and well economic limited oil production. The calculated results show that the new approach is simple and effective, which present the reliable theory basis for improving the economy of the shore wells, and can be efficiently used to managing the offshore well production.

Key words Chengdao Oilfield production rate decline economic maintenance—free period

SUMMARIZE OF THE THEORETICAL MODELS ABOUT MINI—FRACTURING

by Yang Li'na, Chen Mian, Zhang Xudong (University of Petroleum, Beijing)

Abstract Developing and designing of mini—fracturing acted very important effect in oilfield. The evolution of the theoretical models about mini—fracturing was summed up, which included model considering the change of fracture high and method about calculating closure pressure and filtration coefficient. A field measure that can calculate near bore frictional resistance was introduced. This paper supplies a system foundation and guidance to design of mini—fracturing.

Key words mini—fracturing analysis of pressure drop closure pressure near bore frictional resistance

STUDY OF THE FORMATION DAMAGE FACTORS OF XINYANG GAS FIELD IN WESTERN SICHUAN

by He Hanping (Petroleum Exploration & Production Research Academe of SINOPEC, China)

Abstract The Penglai and Shaximiao formation in Xinchang gas field of Sichuan belongs to lower penetrate and higher irreducible water rate reservoir. It is ensured that the formation was severely damaged, so analysis and test research of the damaging factors was necessary. The research effect shows that the main damaging factors are water sensitivity and water locking, which caused by out— injection liquids. The secondly was alkalis sensitivity damage. Corresponding propose were put forward aim at the damaging factors.

Key words Sichuan Oilfield Xinyang Gas field water locking water sensitivity

SUBDIVIDED LAYERS WATER INJECTION TECHNOLOGY IN THICK PRODUCTION FORMATION BY HYDRAULIC RUNNING AND PULLING

by Yang Kangmin, Luo Hongyou, Ma Hongwei, Yang Junhu, Chen Ping (Institute of Petroleum Engineering and Technology of Henan Oilfield Company, SINOPEC)

Abstract A subdivided layer water injection technology through hydraulic running and pulling method is developed, according to some problems of conventional separate layer water injection technology in thick production interval. By hydraulic means, the pipes can be run and pulled within the same time. It also can test flow rate and regulate water nozzles in five injecting zones simultaneously with higher efficiency. A packer can be set and sealed accurately in the minimum setting interval of 0.89m with mini sticking and sealing distance of 1.8m by mechanical tubing string locator, allowing for successive thin interbred and injection layers to be water injected subdivided. The type of injecting string is hanging one at wellhead, suit for both shallow and deep and deviated wells. Some 14 well field trials showed that the success rate and the effective rate are 100%.

Key words hydraulic running and pulling separate layer water injection separate layer testing

DEFINING FORMATION PRESSURE IN SHORT—TERM CLOSED—IN PRESSURE PARAMETER

by Jiang Yiwan, Gu Baojiang, Yan Yuhua, Chi Lianjun (The No.1 Test Production Plant, Jiangsu Oilfield)

Abstract Formation pressure is an indispensable parameter for oilfield. Now, a lot of methods can define formation pressure, but they usually based on parameter of long—term closed—in pressure. In this paper, a new method is presented to define formation pressure in short—term closed—in pressure, which based on the research about theory of unstable well testing of fractal reservoirs. To compare the normal method of Homer, this kind of method is accurate, quick, wide and useful.

Key words well testing formation pressure application

SCALE REMOVAL TECHNOLOGY OF OIL WELL IN JIANGHE HENAN OILFIELD

by Li Jingquan, Zhao Qun, Liu Huajun (Henan Petroleum Exploration Bureau)

Abstract It is in detail introduced to the cause of forming scale in the oil—well and pipeline and the principle of