# 水驱气藏气井试井曲线特征及典型实例分析

孙贺东[1,2]

(1 中国石油勘探开发研究院廊坊分院　廊坊　065007;2 中国科学院力学所　北京　100190)

**摘　要**:针对水驱气藏的特点,建立了边水、底水驱气藏的不稳定渗流的物理模型。按正常温压、高温高压系统两种情况,分析了气、水两相流体高压物性对边、底水气藏试井曲线的影响,揭示了边水驱气藏试井曲线具有复合模型特征的原因;论述了底水气藏、边水气藏与封闭有界情形试井曲线特征的差异。最后用测试实例并结合生产动态说明了底水气井试井曲线特征以及进行早期识别水侵的方法。

**关键词**:水驱气藏;复合地层;试井曲线;实例

**中图分类号**: TE　　**文献标识码**:A

# Water Drive Gas Reservoir Well Testing Typical Curves and Examples

*Sun Hedong*[1,2]

(1. Branch of Langfang, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang, 065007, P. R. China
2. Chinese Academy of Sciences, Beijing, 100190, P. R. China)

**Abstract**: Aiming at the characteristics of the water-driven gas reservoirs, the physical models of pressure transient flow for edge water and bottom water drive gas reservoirs are established. According to two conditions, i. e. under normal temperature and pressure and high temperature and pressure, the influence of physical property on the typical curve of pressure transient of edge water and bottom water drive gas reservoirs are analyzed. Moreover, the difference between the characteristics of the curves of the test wells of bottom water, edge water gas reservoirs and the condition with closed boundary are discussed. Test cases are given together with the production performance which illustrates the characteristics of the curves of test wells of bottom water gas wells and the early methods for recognizing aquifer encroachment.

**Keywords**: Water drive gas reservoir; composite reservoir; well testing typical curves; examples

气藏中气、水分布关系主要分为两大类:即边水气藏和底水气藏。

边水侵入气藏主要表现为两种形式:一是边水沿产层均匀推进;二是边水沿裂缝窜入[1]。第一种情况主要发生在高渗透似均质气藏,水侵一般对气藏开采影响小,储层中微细网状缝发育,分布较均匀,与孔隙组成视均质储层,如中坝气田雷三气藏[2]、相国寺石炭系气藏[3]、万顺场石炭系气藏[4]。第二种情形储层中存在中缝或大的裂缝,形成裂缝性高渗带;气井无水采气期一般很短;初期产水量上升迅猛,产水量大、稳定快;产水难以控制,如中坝气田须二气藏、邛西气田须二气藏、宋家场气田矛口组气藏等[1]。

底水侵入气藏依据裂缝发育程度不同亦表现为两种形式:均质底水气藏和非均质底水气藏。第一种情形在相对均衡开发的前提下,气水界面边界压力均匀下降,从整体上说水侵呈垂直活塞式推进,气水界面前缘呈连续面向上驱动。第二种情形表现为非连续面沿裂缝纵横侵入复合模式,如四川威远气田震旦系灯影组气藏[1,5]。

气水物性的差异是影响边水驱气藏试井曲线特

**基金项目**:国家科技重大专项-低渗、特低渗油气田经济开发关键技术　No. 2008ZX05013;中国石油勘探开发研究院中青年创新基金(2009-A-17-15)。

**作者简介**:孙贺东(1973—),高级工程师,博士,在站博士后,主要从事气井试井解释及产能评价方面的研究工作。电话:(010)69213743;E-mail: sunhed@ petrochina. com. cn。



© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

征的主要因素，李晓平[6-7]建立了无限大外边界边水驱气藏气井分析的复合模型，并对复合半径、气水传导系数以及气水流度比等进行了敏感性分析，但并未阐述温度、压力区间等对曲线特征的影响。对于底水气藏的试井解释，可采用部分射开的下边界定压边界模型进行解释[8]。

本文针对均匀侵入情形，在边水、底水驱气藏的不稳定渗流试井模型的基础上，分析了流体性质等对试井曲线特征的影响。

# 1 边水气藏试井曲线特征及敏感性分析

## 1.1 物理模型

假设边水区气藏存在两个渗流区域，井底附近为气区，其半径为 $r$，地层及流体物性参数分别为 $k_1$，$\Phi_1$，$\mu_1$，$C_{t1}$；外区为水区，地层及流体物性参数分别为 $k_2$，$\Phi_2$，$\mu_2$，$C_{t2}$。

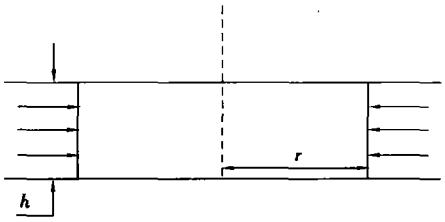



图1 边水驱示意图

无限大复合模型的数学模型及其求解，可参见相关文献或教科书，在此不再赘述[7,9]。复合气藏曲线特征主要取决于3个参数，复合半径 $r$，流度比 $M$ 以及传导系数比 $D$。其中

$$M = \frac{\dfrac{k_1}{\mu_1}}{\dfrac{k_2}{\mu_2}} \tag{1}$$

$$D = \frac{\dfrac{k_1}{\varphi_1\mu_1 C_{t1}}}{\dfrac{k_2}{\varphi_2\mu_2 C_{t2}}} \tag{2}$$

为了易于说明流体物性的影响，特假设气、水两区内分别为单相渗流，两区内渗透率相同，孔隙度一致。$M$，$D$ 可进一步简化为：

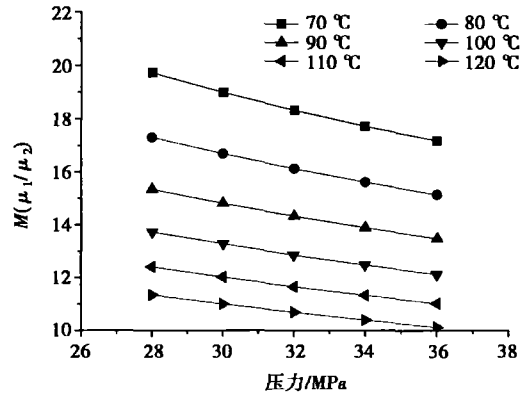
$$M = \frac{\mu_2}{\mu_1} \tag{3}$$

$$D = \frac{\mu_2 C_{t2}}{\mu_1 C_{t1}} \tag{4}$$

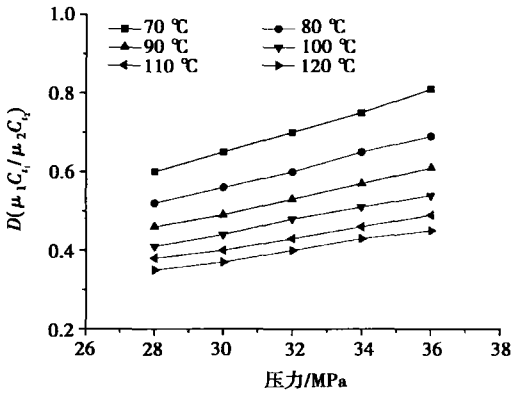
## 1.2 参数敏感性分析

(1)低压情形

假设储层埋藏深度为3 000 m，渗透率为10 mD，井径为0.1 m，地层厚度为10 m，孔隙度为0.1，含盐度为10 000 ppm，岩石压缩系数为4.351 13E－4 $MPa^{-1}$。根据气水高压物性[10]计算结果，$M$，$D$ 的变化规律如图2所示。




(a) $M$变化规律




(b) $D$变化规律

图2 低压情形 $M$，$D$ 的变化规律

$M$ 随着压力、温度的升高而逐渐降低。水的黏度对压力不敏感，对温度敏感，随温度的升高显著降低。气相的黏度随着压力增加而逐渐增大，随温度的升高逐渐减小。但是，水相的黏度远大于气相的黏度，因此变化规律如图2(a)所示。$M$ 变化区间为10～20。$D$ 随压力的增加略有增加，随温度的增加显著降低，但变化区间较小，介于0.35～0.8。

总体来说，低压情况下气水两区复合模型表现出 $M>10$，$D<1$ 的特征，典型曲线如图3所示。随着水的均匀推进，气区半径逐渐缩小，径向流水平段也逐渐缩短，据此可定性的断定水的侵入情况及气水边界[11]。



© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

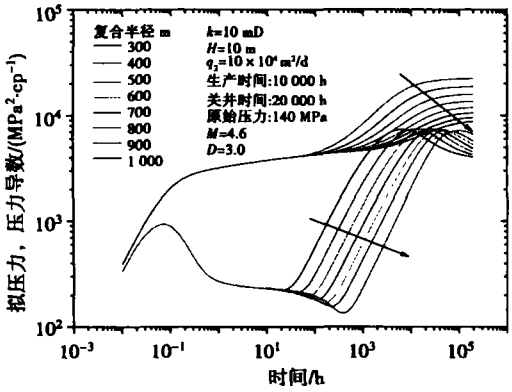
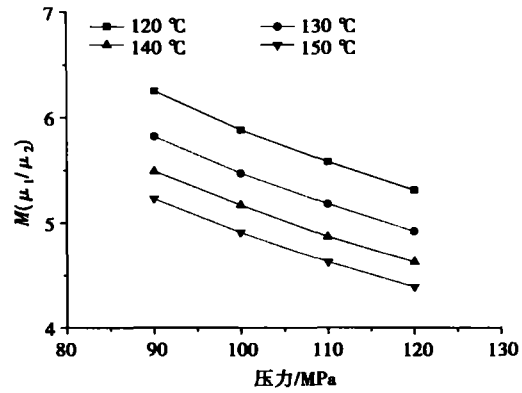


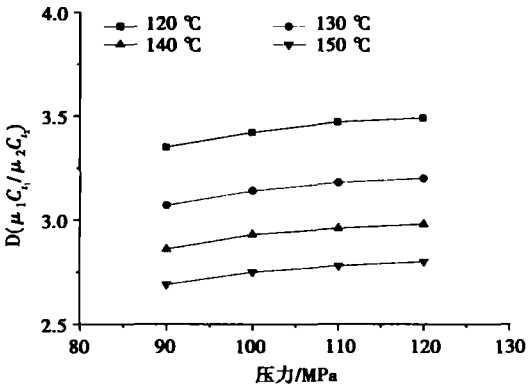

图3 低压情形试井典型曲线

(2)高压情形

假设储层埋藏深度为5 000 m,渗透率为10 mD,井径为0.1 m,地层厚度为10 m,孔隙度为0.1,含盐度为10 000 ppm,根据异常高压岩石有效压缩系数[6]计算结果为4.148E-3 $MPa^{-1}$。$M$,$D$的变化规律如图4所示。




(a)$M$变化规律




(b)$D$变化规律

图4 高压情形$M$,$D$的变化规律

与低压情形一样,$M$随着压力、温度的升高而逐渐降低。高压情况下,气相的黏度显著增加,因此$M$值区间显著缩小,经计算在90~120 MPa范围内$M$介于4.5~6.5。

$D$随压力的增加略有增加,随温度的增加而降低。由于高压油气藏的岩石压缩系数较大,与气相压缩系数相当,经计算在90~120 MPa范围内,$D$变化区间为2.75~3.50。

总体来说,高压情况下气水两区复合模型表现出$M>1$,$D>1$的特征,典型曲线如图5所示。

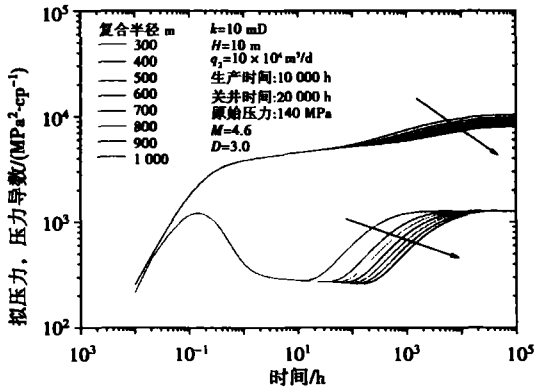



图5 高压情形试井典型曲线

## 2 底水气藏试井曲线特征及敏感性分析

### 2.1 物理模型及曲线特征

假设气层部分打开,气层底部为底水,地层及流体物性参数分别为$k$,$\Phi$,$\mu$,$C_t$。流动符合达西定律,忽略重力和毛管力的影响。

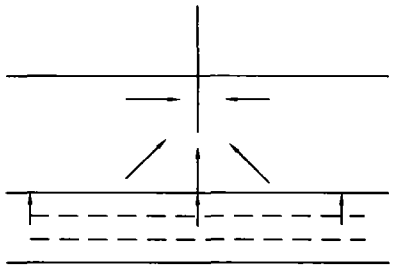


图6 底水驱示意图

由于无限大底水的影响,典型曲线没有明显的径向流流动特征。早期为纯井筒储集阶段,压力和压力导数是斜率为1的曲线;接下来依次是过渡期,径向流阶段(受垂向渗透率与水平渗透率比值、打开程度、射孔位置等因素控制),后期表现为边界特征。



© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

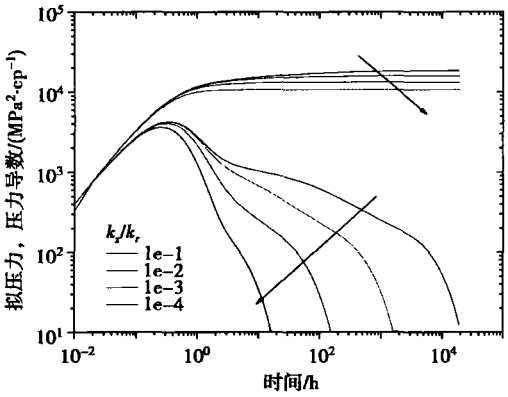



图7　底水驱典型曲线示意图

## 2.2　底水与封闭边界试井曲线的差异

假设参数如表1所示，模拟封闭情形与底水情形的压力曲线特征。

表1　底水\封闭情形模拟参数表

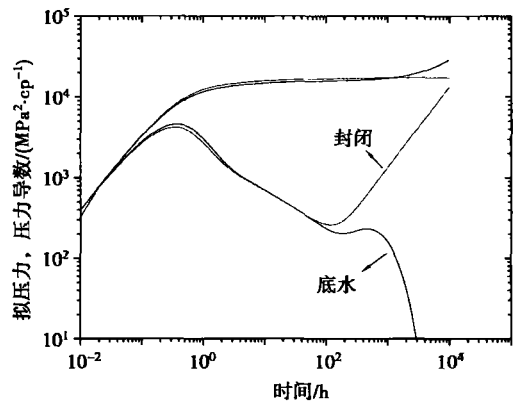
| | | |
|---|---|---|
| $C$ | 1 | $m^3$/MPa |
| $S$ | 1 | |
| $Z_W$ | 10 | m |
| $H_W$ | 4 | m |
| $H$ | 20 | m |
| $P_I$ | 30 | MPa |
| $Kh$ | 100 | mD · m |
| $K_Z/K_R$ | 1.00E-3 | |
| TOP | NO FLOW | |
| BOTTOM | WATER DRIVE | |
| $Re$ | 500 | m |

两者的区别可以从以下三个方面进行论述：①压降曲线特征：封闭情形压力导数表现为斜率为1的直线；底水情形压力导数曲线下掉。②压恢曲线特征：在其他参数相同的条件下，底水情形压力导数曲线径向流特征很难出现，且压力导数曲线下降迅速。③压恢程度：在其他参数相同的条件下，底水情形压力恢复程度高，而封闭衰竭情形压力恢复程度低。

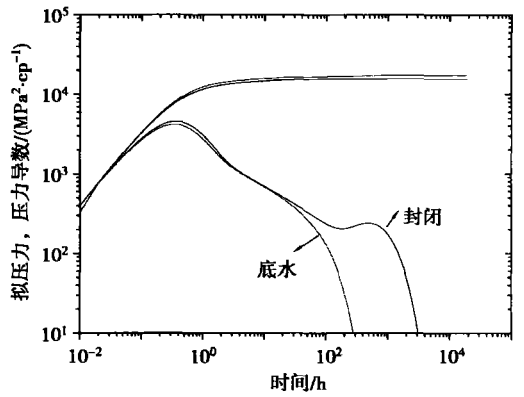
# 3　底水气藏试井解释实例分析

A井为我国西部气田的一口气井，2008年12月11—2009年12月05日，累计生产339 d，累产气2 628.48×10⁴ m³，累产水1 404.1 m³。目前关井。

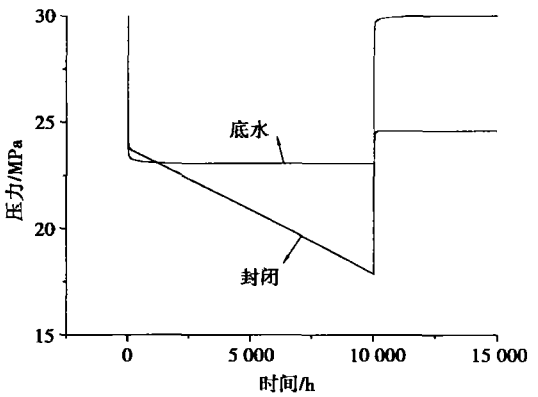
从测井解释看，气层有效厚度195 m，射孔井段厚度10 m，底水层厚度为110 m，气层、水层裂缝发育。




(a)压降情形




(b)压力恢复情形




(c)压力史情形

图8　底水驱与封闭气藏区别示意图

两次压力恢复都能恢复到原始压力水平，说明底水能量充足。

从双对数曲线上来看，压力导数迅速下掉，表现出外围变好的符合模型特征，但其实质为底水驱部分射开驱动特征，在开发早期两者容易混淆。

与边水情形类似，若在开发早期进行几次压力恢



© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

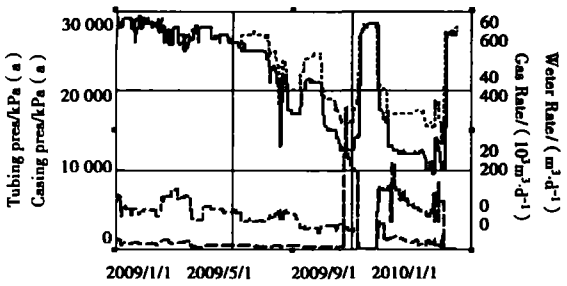



图9 A井生产曲线示意图

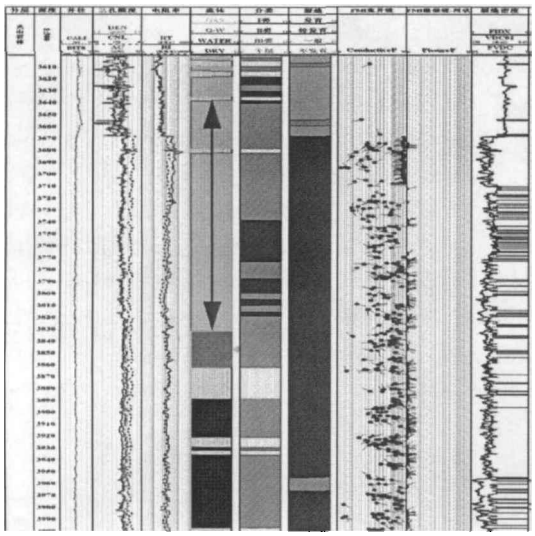


图10 A井测井曲线

复试井,通过压力恢复各种试井曲线的分析,并结合静态研究成果,便可对是否发生底水锥进进行定性的判别。

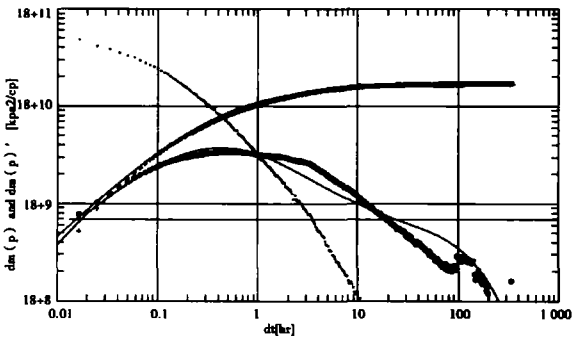



图11 A井双对数曲线

## 4 结 论

(1)低压情况下气水两区表现出 $M>10, D<1$ 的复合模型特征。随着水的均匀推进,气区半径逐渐缩小,径向流水平段也逐渐缩短;高压情况下气水两区表现出 $M>1, D>1$ 复合模型的特征。

(2)底水气藏典型曲线没有明显的径向流流动特征。依次为纯井筒储集阶段、过渡期、径向流阶段、部分射开过渡期、边界特征等阶段,某些阶段易于缺失。

(3)封闭气藏与底水气藏可从压降曲线特征、压恢曲线特征、压恢程度等多方面综合分析进行识别。

**参考文献**

[1] 李熙喆, 万玉金,等. 复杂气藏开发技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2010.
Li Xizhe, Wan Yujin, et al. Complex gas reservoir development technology [M]. Beijing, Petroleum Industry Press,2010.

[2] 屈德纯. 中坝气田雷三气藏开发跟踪分析研究[J]. 天然气勘探与开发,2004,27(1): 30-32.
Qu Dechun. Development Tracing Analyses of Lei-San Gas Reservoir in Zhongba[J]. Natural Gas Exploration & Development,2004,27(1): 30-32.

[3] 钟孚勋, 林平一. 相国寺裂隙气田数值模拟研究[J]. 天然气工业, 1982, 2(1):7-10.
Zhong Fuxun, Lin Pingyi. Xiangguosi fractured gas field numerical simulation [J]. Natural gas industry, 1982, 2(1): 7-10.

[4] 郑静, 马翔. 万顺场石炭系气藏的出水机理研究[J]. 天然气工业, 2005, S1.
Zhen Jing, Ma Xiang. Study on Water producing mechanism of carboniferous gas reservoirs in Wan-Shunchang[J]. Natural Gas Industry, 2005, S1.

[5] 文华川. 威远气田的气水关系[J]. 天然气工业, 1986, 6(2):5-7.
Wen Huachuan. Gas-Water Relation in Weiyuan Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 1986, 6(2): 5-7.

[6] 李晓平, 刘启国, 赵必荣. 边水驱气藏气井压力的动态特征[J]. 重庆大学学报:自然科学版, 2000, 23 (增刊) : 83-85.
Li Xiaoping, Liu Qiguo, Zhao Birong. Pressure behaviors of gas well in edge water drive gas reservoir [J]. Journal of Chongqing University (Natural Science Edition), 2000, 23 ( Supp l. ) : 83-85.

[7] 李晓平, 张烈辉, 李允. 不稳定渗流理论在水驱气藏水侵识别中的应用[J]. 应用基础与工程科学学报, 2009, 17(3) : 364-371.
Li Xiaoping, Zhang Liehui, Li Yun. Application study of unsteady fluid theory to identify water encroachment in water drive gas reservoir[J]. Journal of basic science and engineering, 2009, 17(3) :



© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

364-371.

[8] Abbaszadeh, Maghsood, Hegeman. Pressure-Transient Analysis for a Slanted Well in a Reservoir With Vertical Pressure Support (Supplement to SPE 19045), SPE 20793-MS.

[9] 卢德唐. 现代试井理论及应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2009:71-76.
Lu Detang. Theory and Application of Modern Well test Aanlysis [M]. Beijing, Petroleum Industry Press, 2009: 71-76.

[10] 《气藏和气井动态分析及计算程序》编写组. 气藏和气井动态分析及计算程序[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996:15-16.
Gas reservoir and the gas dynamic analysis and calculation program Writing Group. Gas reservoir and the gas dynamic analysis and calculation program [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 15-16.

[11] 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 early water invasion of gas reservoirs[J]. Natur. Gas Ind,2003,23(4): 68-70.

[12] 刘能强. 实用现代试井解释方法[M]. 5 版. 北京:石油工业出版社, 2008:244-245.
Liu Nengqiang. Modern well test interpretation method[M]. Fifth edition. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 244-245.

[13] Erdal Ozkan, Rajagopal Raghavan. New Solutions for Well-Test-Analysis Problems: Part 1-Analytical Considerations (includes associated papers 28666 and 29213), Journal SPE Formation Evaluation, 1991, 6(3): 359-368.

[14] Ozkan, Erdal, Raghavan, Rajagopal. New Solutions for Well-Test-Analysis Problems: Part 2 Computational Considerations and Applications [J]. Journal SPE Formation Evaluation, 1993, 6(3):369-378.



© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net