

高温高压气井产能测试资料分析方法选择及实际应用

张建业¹ 牛丛丛^{2,3} 孙雄伟¹ 刘曰武² 陈宝新¹
 韩国锋² 刘 磊¹ 李 奇² 王海应¹ 魏 聪¹

(1. 塔里木油田分公司 新疆库尔勒 841000; 2. 中国科学院力学研究所 北京 100190;
 3. 中国地质大学(北京) 北京 100083)

摘要 产能测试资料分析方法基本包括两类三种,即二项式和指数式产能分析的压力分析方法、压力平方分析方法和拟压力分析方法。由于各气田的地质情况不同,尤其是地层压力不同,在实际应用中存在一定的混乱状况。从气体渗流的基本微分方程出发,论证了压力分析方法、压力平方分析方法和拟压力分析方法的适用范围。运用根据三种形式的气体渗流微分方程建立的三种形式的产能评价方法,即拟压力法、压力法、压力平方方法三种产能评价方法,对高压气井的产能进行评价分析,分别对比了其绝对误差和相对误差。通过分析认为,在对高压气井进行产能评价时,拟压力方法是精确的;压力方法存在一定的误差,但误差不大;压力平方方法存在误差,且误差较大,不应用其对高压气井进行产能评价。

关键词 气温高压气井 产能评价 分析方法 误差分析 适用范围

文章编号:1004-4388(2016)04-0017-04

中图分类号:TE353

文献标识码:B

0 引 言

气井产能分析对于指导气田开发具有至关重要的作用。目前,产能分析方法包括回压试井测试、等时试井测试、修正等时试井测试和一点法测试。早在二十世纪20年代,就有文献报道了气井试井的首批资料。1925年巴涅特和波尔斯^[1]介绍了气井试井方法。1929年Pierce和Rawlins^[2]首次提出了回压试井方法,回压试井存在的问题是开井生产时产量及流动压力必须达到稳定。在低渗透气藏中,为使流压达到稳定可能需要很长时间。为了解决这个问题,1955年Cullender^[3]提出了“等时试井”方法,气井连续以3~4个稳定产量开井生产相同的时间,采用一开一关的工作制度,开井生产时,不要求流压达到稳定,但是一定要进入径向流动阶段,每测一个流量必须关井,且每一次关井都要求压力恢复到地层压力。然而岩性致密的低渗透气层关井恢复到地层压力,所需时间仍然较长,因此为了进一步缩短试井时间,1959年Katz^[4]等人提出修正等时试井,修正等时试井的测试方法与等时试井相似,但是关井不要求恢复到地层压力,这样就大大缩短了测试时

间。对于大多数探井或存在测试困难的井,如果一个气田或气区,在一批相当多的探井中进行了产能测试,获得了一大批产能资料,通过回归找到了无阻流量与产能资料之间的规律,可采用“一点法”测试,只需在关井测得地层压力条件下,获得一个生产工作制度下的产量和井底流压,即可计算得到气井的无阻流量。“一点法”测试的优点是可以大大缩短测试时间,提高测试效率,然而缺点是由于只测一个点,偶然性很大,因而对测试资料的分析结果有一定的偏差。但是只要能保证测点的准确,对缺乏测试条件的气井,仍然是一种可行的方法。

以上的各种测试方法所获得的产能试井资料多年来都是以Forchheimer二项式分析方法及指数式方法为基础。两种方法的表达形式有拟压力法、压力法、压力平方方法。本文通过对三种表达形式的推导及对比,分析了三种方法的适用范围,对油气田产能分析具有指导意义。

1 产能评价方法对比

1.1 气体稳定渗流理论

气井产能测试以气体的稳定渗流理论为基础,

[基金项目] 国家科技重大专项“库车示范工程”(2011ZX05046-003)内容。

[作者简介] 张建业,硕士,工程师,2008年毕业于西南石油大学油气田开发专业,现主要从事油气藏工程及开发方案编制研究工作。电话:0996-2171542, E-mail: zhangjy-tlm@petrochina.com.cn。

[通讯作者] 牛丛丛,博士研究生,中国地质大学(北京)。E-mail: niu_cong_cong@126.com。

目的是确定气井的生产能力及制定合理的生产制度 预测气井产量随着气藏衰竭而下降的方式。

而气体稳定渗流理论基于平面径向流模型假设 即假设条件为: 地层为水平、等厚的均匀介质; 气体径向流入井底, 气体渗流方式符合达西定律。

气体渗流方程是在以上假设的基础上进行推导的, 由气体渗流的连续性方程、运动方程和状态方程联立求解而得到的偏微分方程。

通过对气体渗流方程进行求导、积分等数学运算, 可以转换为三种形式的渗流微分方程, 分别为压力形式的渗流微分方程、压力平方形式的渗流微分方程和拟压力形式的稳定渗流微分方程:

$$\nabla^2 p = 0 \quad (1)$$

$$\nabla^2 p^2 = 0 \quad (2)$$

$$\nabla^2 \Psi = 0 \quad (3)$$

1.2 产能评价方法对比

常见的气藏产能评价方法有压力法、压力平方方法及拟压力法, 这三种形式分别用于不同地层压力的气藏。压力法一般适用于高压气藏的产能评价; 压力平方方法一般适用于低压气藏的产能评价; 拟压力法适用于所有压力范围气藏的产能评价。

1.2.1 拟压力法

拟压力法适用广泛, 可以适用于低压或高压等任意地层压力的产能评价。

(1) 拟压力二项式产能方程

用拟压力表示二项式产能方程为:

$$\Psi_e - \Psi_{wf} = A Q_g + B Q_g^2 \quad (4)$$

式中: Ψ_e, Ψ_{wf} ——地层压力为 p_e 、井底流压为 p_{wf} 时

对应的拟压力, $\text{MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})$;

Q_g ——日产气量, $10^4 \text{m}^3 / \text{d}$;

A, B ——二项式产能方程系数, $[\text{MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})] / (10^4 \text{m}^3 / \text{d})$ 。

在对实测产能数据进行处理时, 可在直角坐标系上线性回归 $(\Psi_e - \Psi_{wf}) / Q_g \sim Q_g$ 关系曲线, 直线的斜率即为产能方程中的常数 B 值, 直线的截距即为产能方程中的常数 A 值, 由此确定出拟压力二项式产能方程; 再令 $p_{wf} = 0.101 \text{MPa}$, 可确定出绝对无阻流量, 即

$$Q_{AOF} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(\Psi_e - \Psi_{wf})}}{2B} \quad (5)$$

(2) 拟压力指数式产能方程

用拟压力表示指数式产能方程为:

$$Q_g = C(\Psi_e - \Psi_{wf})^n \quad (6)$$

式中: Q_g ——产气量, $10^4 \text{m}^3 / \text{d}$;

C ——指数式产能方程系数, $(10^4 \text{m}^3 / \text{d}) / [\text{MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})]^n$;

n ——指数式产能方程指数。

在实际产能试井所取得的数据中, 可在直角坐标系线性回归 $\lg Q_g \sim \lg(\Psi_e - \Psi_{wf})$ 关系曲线。根据所作出的图形, 直线的斜率即为产能方程中的 n , 直线在 y 轴上的截距就是 $\lg C$, 从而可得到参数 C , 由此确定出拟压力指数式产能方程。再令 $p_{wf} = 0.101 \text{MPa}$, 可确定出绝对无阻流量值。

2.2 压力法

用拟压力形式气体渗流微分方程通过一定的变换可以表示成压力形式的渗流微分方程, 这种变换与气体 μZ 乘积随压力的变化有关。对于多数天然气烃类体系, 如果给出它们在地层温度下的 μZ 乘积与压力的关系曲线, 通常具有图 1 所示的形态。

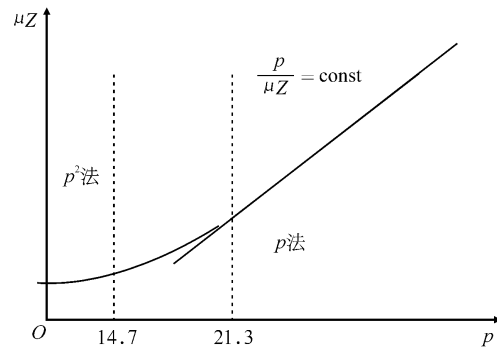


图1 $\mu Z \sim p$ 关系曲线

当在较高压力下, 国内 $p > 21.3 \text{MPa}$ 或国外 $p > 3000 \text{psi}$, 图 1 中表示出其斜率接近于常数。在直角坐标系中作出 $p/\mu Z \sim p$ 的关系曲线, 如图 2 所示。

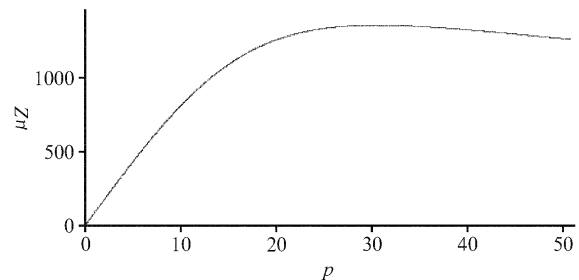


图2 $p/\mu Z \sim p$ 关系图

从图 2 中可以看出, 在压力大于 21.3MPa 时, $p/\mu Z$ 近似为常数, 此时有:

$$\Psi = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_0}^p p dp = \frac{2p}{\mu Z} \quad (7)$$

将 (7) 式代入拟压力形式表示的实际气体不稳定渗流微分方程:

$$\nabla^2 \Psi = \frac{\phi \mu C}{K} \frac{\partial \Psi}{\partial t} \quad (8)$$

且转化为气体稳定渗流情形 则可还原为

$$\nabla^2 p - \frac{d}{dp} \left[\ln \left(\frac{\mu Z}{p} \right) \right] (\nabla p)^2 = \frac{\phi \mu C}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (9)$$

由此说明, 压力形式表示的渗流方程适用于高压情形。同理, 可写出压力平方法二项式产能方程及压力平方法指数式产能方程。

1.2.3 压力平方法

用拟压力形式气体渗流微分方程通过一定的变换可以表示成压力平方形式的渗流微分方程, 这种变换与气体 μZ 乘积随压力的变化有关。对于多数天然气烃类体系, 如果给出它们在地层温度下的 μZ 乘积与压力的关系曲线, 通常具有图 3 所示的形态。

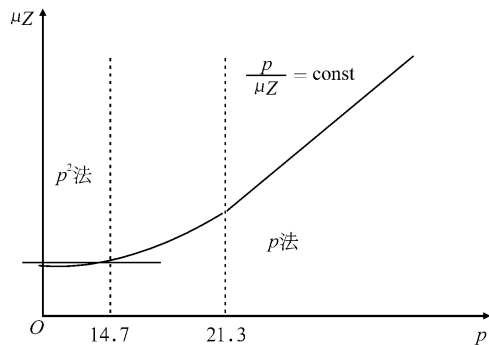


图3 $\mu Z \sim p$ 关系曲线

从曲线形态可以看出, 在低压范围内, 通常国内 $p < 14.7$ MPa 或国外 $p < 1500$ psi, 在直角坐标系中作 $\mu Z \sim p$ 的关系曲线, 图 4 表示出当 $p < 14.7$ MPa 时, 气体 μZ 乘积近似一个常数, 即 $\mu Z = \text{常数}$, 几乎不随压力变化, 因此, 对应于低压范围的拟压力可以写成:

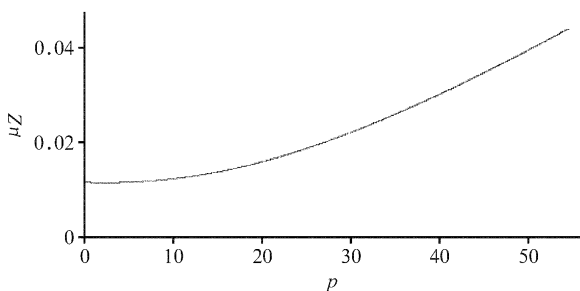


图4 $\mu Z \sim p$ 关系图

$$\Psi = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_0}^p p dp = \frac{1}{\mu Z} p^2 \quad (10)$$

上式代入 (8) 式, 且转化为气体稳定渗流情形, 则又可还原为 (2) 式, 由此说明, 以压力平方形式表示的渗流方程适用于低压情形。同理, 可写出压力平方法二项式产能方程及压力平方法指数式产能方程。

3 实例

以塔里木油田某高温高压气井为例。该井为砂岩气层, 测试井段 6520.0 ~ 6708.0 m, 测试厚度 188.0 m, 对该井段进行了射孔。该井进行了回压试井测试, 测试期间的生产曲线如图 5 所示, 测试期间的测试数据如表 1 所示。

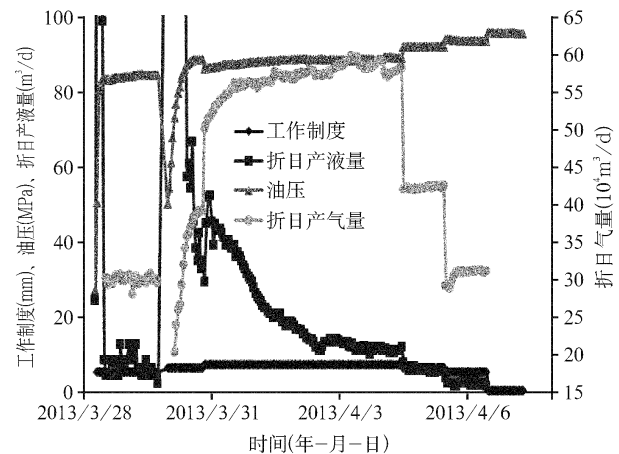


图5 某井生产曲线

表 1 某井 2013 年 4 月测试数据表

时间	油嘴 (mm)	油压 (MPa)	流压 (MPa)	产量(m^3/d)			地层压力 (MPa)
				油	气	水	
4日 3:00 ~ 11:00	7.00	88.462	109.953	0	575316	0	
5日 3:00 ~ 11:00	6.00	91.383	112.222	0	421920	0	115.5
6日 3:00 ~ 11:00	5.00	92.984	113.53	0	309375	0	

计算无阻流量分别使用压力法、压力平方法及拟压力法分析产能方程及计算结果如表 2 所示, 产能分析曲线及 IPR 曲线如图 6 ~ 8 所示。

表 2 某井产能方程及无阻流量列表

方法	产能方程	无阻流量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)
压力	二项式: $\Delta p = 0.028q + 0.001176q^2$	301.766
	指数式: $q = 20.3521(\Delta p)^{0.610361}$	369.447
压力平方	二项式: $\Delta p^2 = 6.842q + 0.256q^2$	215.183
	指数式: $q = 0.6965(\Delta p^2)^{0.6198}$	251.073
拟压力	二项式: $\Delta \psi = 93.29q + 3.95q^2$	275.357
	指数式: $q = 0.1449(\Delta \psi^2)^{0.609}$	331.333

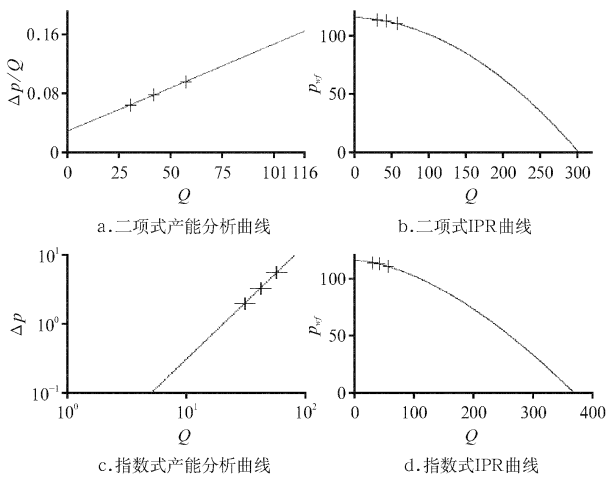


图6 某井压力法产能分析曲线及IPR曲线

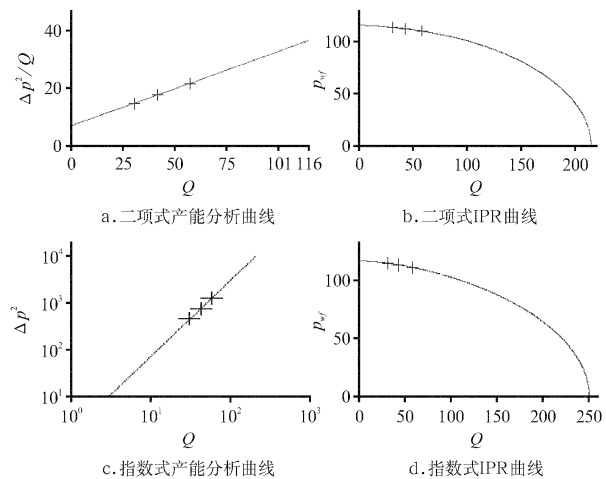


图7 某井压力平方法产能分析曲线及IPR曲线

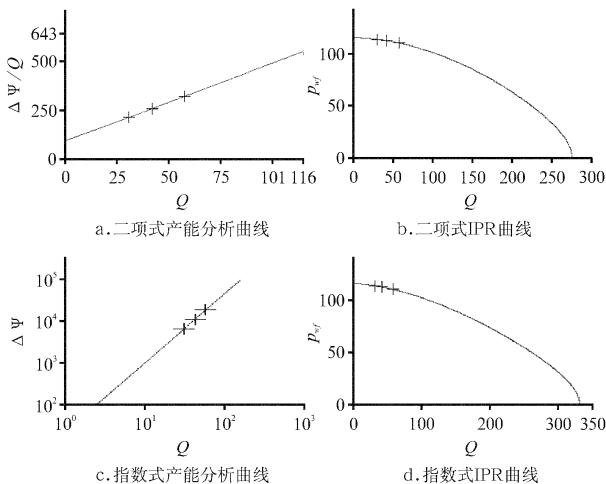


图8 某井拟压力法产能分析曲线及IPR曲线

拟压力法是没有任何简化的方法,适用于任何压力解释的范围,所以以拟压力法为标准,对压力法、压力平方法解释结果进行对比,得出绝对误差和相对误差如表3所示。

表3 某井产能误差分析表

解释方法	绝对误差	相对误差(%)
压力法	二项式	26.41
	指数式	38.11
压力平方法	二项式	60.17
	指数式	80.26
		27.96
		31.97

从表3可以看出,在高压情况下,与压力法相比,压力平方法绝对误差和相对误差都较大,因此在进行高压气井产能评价时不能用压力平方法。

4 结 论

本文以平面径向流模型为基础,分析了压力形式、压力平形式、拟压力形式渗流方程的适用范围。运用根据三种形式的气体渗流微分方程建立的三种形式的产能评价方法,对高压气井的产能进行评价分析。通过对比分析认为,在对高压气井进行产能评价时,拟压力方法是精确的;压力方法存在一定的误差,但误差不大;压力平方法存在误差,且误差较大,不应用其对高压气井进行产能评价。

参 考 文 献

- [1] 希尔科夫斯基 A 著,李忠荣译. 气田和凝析气田开发与开采[M]. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1993: 31 - 70.
- [2] PIERCE H R, RAWLINS E L. The Study of A Fundamental Basis for Controlling and Gauging Natural-Gas Wells [G]. U. S. Dept. of Commerce-Bureau of Mines. Serial 1929, 1986.
- [3] CULLENDER M H. The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Wells [J]. Trans. AIME, 1955 (204): 137 - 142.
- [4] KATZ D L, CORNELL D, Kobayashi R et. al. Handbook of Natural Gas Engineering [M]. McGraw-Hill, New York, 1959: 448.
- [5] 唐洪俊. 高压低渗气井产能预测方法的研究与应用 [J]. 天然气地球科学, 2005 (4): 82 - 85.

本文收稿日期: 2016 - 01 - 02 编辑: 王 军

WELL TESTING (YOUQIJING CESHI)

Vol. 25 No. 4 (Serial No. 157) 2016

Abstracts

• Research of Theory & Method •

Multi-Porosity Medium Model for Gas Shale and Pressure Performance Analysis of Shale Gas Well. 2016 25(4): 1-5

HE Ji-xiang, JIANG Rui-zhong, TENG Wen-chao (China University of Petroleum (Huadong)), SUN Jie (Shengli Oil Production Plant, Shengli Petroleum Administration Bureau)

The difference of gas storage mode between organic-pores and inorganic-pores can be observed in selecting the description method of gas migration in shale matrix, namely, the conventional dual-porosity pseudo-steady inter-porosity flow model or unsteady inter-porosity flow model is difficult to describe the gas migration process in shale matrix. Combining different gas storage mode in shale, gas migration in shale, gas reservoir can be divided into dual-porosity medium model, dual-permeable medium model and triple-porosity medium model. Then taking the dual-permeable medium model as an example, the corresponding physical model and mathematical model are established, type curves of pressure responses are plotted, and the sensitivity analysis of relative parameters are carried out. And this work is helpful to understand the influence of gas migration in gas shale on the pressure dynamics of shale gas well.

Key words: shale gas reservoir, organic pore, inorganic pore, multi-porosity medium, pressure dynamic**Uncertainty Fluid Property Explore to Very Heavy Oil Reservoir with Gas Cap—Taking L16 Oilfield as an Example.** 2016 25(4): 6-9, 16

LI Zhuo-lin, TIAN Ji, TAN Xian-hong, LIU Xin-guang (Research Brief Institute, CNOOC)

The bad crude oil liquid makes difficult to obtain qualified underground gas oil samples in L16 oilfield, unable to grasp the high pressure physical properties of crude oil directly, fluid property has strong uncertainty. By analyzed statistically of 40 domestic main degassed oil viscosities and gas oil ratios of heavy oil reservoir, a logarithmic relation between the two has been regressed. According to the L16-3 Wells degassed oil viscosity, oil gas ratio for natural oil in L16 oilfield formation is calculated to be 8.67 m³ / m³. Combined with indoor crude compound with experiment, it is concluded that formation further gas oil saturation pressure of 3.77 MPa, viscosity is about 10299 mPa. s. It is found that oil saturation pressure in gas capped L16 oil field is far less than the formation pressure (11.4 MPa), is contrary to the classical theory of reservoir physical phenomenon. Through the depth investigation and research of the same kind of reservoir at home and abroad, combined with the characteristics of L16 oilfield, it is thought that L16 oilfield is likely to form the asphalt shell having packer function in the interaction process of oil and gas for a long time, which isolates the gas cap formed by reservoir formation from the crude oil, making natural gas to be difficult to back to the solution to the formation of crude oil. As though there are gas cap, but crude oil saturation pressure is far lower than the formation pressure, which finally explained reasonably of the uncertainty and the contradiction of reservoir fluid.

Key words: gas cap, very heavy oil, gas oil ratio, saturation pressure, asphalt shell**Chemical Flooding Numerical Simulation of Surfactant Polymer Composition Based on PEBI Grids.** 2016 25(4): 10-16

XUE Zheng-gang, LU De-tang (Department of Modern Mechanics, University of Science and Technology of China)

Chemical flood is an important technique for enhancing oil recovery, but it is relatively complicated when surfactant and polymer are involved. To simulate and calculate a better development result of chemical flooding to reservoir, and based on a fully implicit, compositional model, an unstructured hybrid-PEBI grids has been presented, which considers many physical phenomena, such as adsorption, slight compressibility and phase behavior, does numerical calculation to flow of the whole reservoir. The result shows that, under the same grids scale, usage of the chemical flooding numerical simulation of surfactant-polymer composition achieves the flexibility in complex geologic features and description of well location. It can more precisely simulate surfactant-polymer flooding process and analyze effects on the recovery, which guides chemical injection process correctly.

Key words: chemical flooding, numerical simulation, PEBI, fully implicit

• Evaluation & Application •

Method Selection and Practical Application of Deliverability Test Data Analysis to High Temperature and High Pressure Gas Well. 2016 25(4): 17-20

ZHANG Jian-ye, SUN Xiong-wei, CHEN Bao-xin, LIU Lei, WANG Hai-ying, WEI Cong (Tarim Oilfield Branch), NIU Cong-cong, LIU Yue-wu, HAN Guo-feng, LI Qi (Mechanics Institute, Chinese Academy of Sciences), NIU Cong-cong (China University of Geosciences (Beijing))

The analysis method of deliverability test data basic includes two types and three kinds, namely the binomial and exponential capacity analysis of stress analysis method, pressure square analysis method and analysis method. Due to the different geology situations of each gas field, especially the formation pressure, there is confusion in practice application. Starting from the basic differential equation of gas seepage, the applicable scope the stress analysis method, pressure square analysis method and analysis method are demonstrated. By using three types of production capacity for evaluation methods, namely the pseudo-pressure method, pressure method and pressure square analysis method, on the basis of three forms of gas seepage differential equations, production capacity for the high pressure gas well is analyzed, absolute error and relative error are contrasted respectively. Through analysis, it is thought that, pseudo-pressure method is accurate when evaluating production capacity for the high pressure gas well, pressure method has certain error, but not be much, and the pressure square method has error and the error is bigger, should not be used to conduct production capacity evaluation for the high pressure gas well.

Key words: high temperature and high pressure gas well, productivity analysis, analysis method, error analysis, applied scope**Analysis of Abnormal Test Pressure for Oil and Gas Well with Multi-Layer.** 2016 25(4): 21-22, 25

ZHU Wen-juan, SONG Gang-xiang, YAN Shen-bin, SHI Qiong, WANG Jin (Shanghai Branch of CNOOC Ltd)

Because of the high cost of development in offshore oil and gas fields, in order to improve the economic benefit, many small and thin