

文章编号:1001 - 6112(2005)02 - 0197 - 06

储层孔隙度应力敏感性研究

高博禹¹,周涌沂²,彭仕宓¹

(1. 石油大学 北京 102200; 2. 中国石化 胜利油田分公司 地质科学研究院,山东 东营 257015)

摘要:在油气藏开发过程中,地层压力下降以后,研究储层孔隙度应力敏感性具有极其重要的意义。文中从孔隙体积应变的基本概念出发,推导出理论上的孔隙度应力敏感模型,提出了以孔隙应力敏感系数作为评价孔隙度应力敏感性的方法。孔隙应力敏感系数是建立在孔隙压缩系数变化的基础之上的,因此能比孔隙压缩系数更精确地描述孔隙度的应力敏感性。以此理论结果指导试验,将理论与实验规律相结合,在模拟地层条件下,对鄂尔多斯盆地地下古生界马五段的 18 块岩心样品进行了孔隙度应力敏感性实验研究。实验研究表明,该方法能更精确地描述储层孔隙度应力敏感性。实验结果与理论推导结果完全一致,进一步证明了理论推导的正确。

关键词:孔隙压缩系数;孔隙应力敏感系数;应力敏感性;孔隙度;储层

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

在油(气)藏开采以前,储层岩石在受上覆地层应力和孔隙流体压力以及岩石骨架本身支撑力的作用下,一般能够保持平衡状态。但是,随着地层流体的开采,孔隙压力不断降低,导致岩石骨架承受的净上覆应力增加,从而使得岩石的孔隙结构随净上覆应力改变而发生变化,这种性质叫做岩石的应力敏感性^[1],也称为压力敏感性,即压敏。其中,净上覆应力对孔隙度的影响称为储层的孔隙度应力敏感性。

1 研究现状

对储层孔隙度应力敏感性研究的重要性是不容置疑的,对于变形介质油藏来说尤为突出^[2]。国外的许多学者研究了储层净上覆应力的增加对孔隙度的影响^[3,4]。近些年来,随着变形介质油藏开发研究的深入,国内学者对孔隙度应力敏感性的关注也逐渐升温:蒋海军^[5]、孙受^[6]等应用实验方法研究了有效应力下储层孔隙度的变化;同登科、冉启全等对变形介质渗流进行了较为深入的探讨。

以上研究者大多得出孔隙度随净上覆应力增加而减小的结论,也有许多研究者给出孔隙度随净上覆应力的变化关系式,较具有代表性的是^[7]:

$$\phi_t = \phi_e^{-c_p(p_t - p_i)} \quad (1)$$

式中: p_i 为初始状态的净上覆应力,MPa; p_t 为 t 时刻的净上覆应力,MPa; ϕ_i 为初始状态的孔隙度,%; ϕ_t 为 t 时刻的孔隙度,%; c_p 为孔隙压缩系数,1/MPa。

公式(1)是目前预测储层孔隙度应力敏感性较为传统的方法,也是大多数油藏描述、数值模拟中确定孔隙度动态变化的依据。在实际应用中,通常将某一点的孔隙压缩系数作为常数来预测净不同上覆应力点的孔隙度,这显然是不准确的。因为大量实验已经证明,随着净上覆应力的增加,孔隙度应力敏感性逐渐减弱,孔隙压缩系数会逐渐减小。如果公式(1)中 c_p 是对应于压力从 p_i 变化到 p_t 的孔隙压缩系数时才是准确的,则该公式有其应用的局限性,即只能应用 c_p 预测对应压力点的孔隙度值。此外,如果认为岩石孔隙压缩系数为常数,公式(1)无需实验,由理论推导即可得到^[7,8]。

文献资料^[5,6]表明,多数实验研究中岩心样品的上覆应力均是从零开始从小到大增加,并在此基础上寻找其变化规律的;但对于实际油藏来说,储层岩石在净上覆应力增加之前就已经承受几十兆帕的压力了。因此,文献中的实验结果很难真实地反

收稿日期:2004 - 09 - 30;修订日期:2005 - 01 - 29。

作者简介:高博禹(1977—),男(满族),辽宁辽阳人,博士研究生,研究方向为油气田开发地质。

基金项目:中国石油天然气集团公司中青年创新基金项目(2001cx - 6)。

映孔隙度的实际应力敏感性规律。

2 孔隙度应力敏感模型

2.1 孔隙度与孔隙体积应变关系模型

在此,引入孔隙体积应变的概念。所谓孔隙体积应变^[9],就是储层岩石在净上覆应力增加 MPa 过程中单位孔隙体积的改变量,其数学表达式为:

$$\epsilon_p = \frac{\Delta v_p}{v_i} \quad (2)$$

式中: ϵ_p 为孔隙体积应变,正值,无量纲; v_p 为孔隙体积改变量,取正值, cm^3 ; v_i 为初始状态岩石的总孔隙体积, cm^3 。

令储层岩石的总体积为 v_b, cm^3 。在储集岩石的净上覆应力增加的过程中,岩石总体积发生的形变与岩石孔隙体积的形变是相等的。因此,当净上覆应力增加 MPa 后,岩石孔隙体积产生 v_p 的形变,岩石总体积也产生 v_p 的形变,此时岩石的孔隙度 ϕ 可以用下面的公式来计算:

$$\phi = \frac{v_i - v_p}{v_b - v_p} \quad (3)$$

将公式(2)代入公式(3)得:

$$\phi = \frac{v_i - \epsilon_p v_i}{v_b - \epsilon_p v_i} \quad (4)$$

岩石初始状态的孔隙度为:

$$\phi_i = \frac{v_i}{v_b} \quad (5)$$

由公式(5)与公式(4)得孔隙度与孔隙体积应变关系模型:

$$\phi = \frac{\phi_i(1 - \epsilon_p)}{1 - \phi_i \epsilon_p} \quad (6)$$

2.2 孔隙压缩系数应力敏感模型

在公式(1)中,设:

$$b = p_i - p_i \quad (7)$$

式中: b 为净上覆应力增量, MPa。

则公式(1)可写成:

$$\phi = \phi_i e^{-c_p} \quad (8)$$

对公式(8)两边取自然对数可得:

$$\ln \phi = \ln \phi_i - c_p \quad (9)$$

将公式(6)代入公式(9)中并整理得:

$$c_p = \frac{1}{\phi_i} \ln \left(\frac{1 - \phi_i \epsilon_p}{1 - \phi_i} \right) \quad (10)$$

$$\text{令 } b = \ln \left(\frac{1 - \phi_i \epsilon_p}{1 - \phi_i} \right) \quad (11)$$

在公式(11)中 ϕ_i 的取值小于 0.4 时计算表明,当 ϵ_p 在一定范围内随净上覆应力变化时, b 值的变化很小,可以认为是常数,但并不表示 ϵ_p 为常数。

将常数定义为孔隙应力敏感系数。从公式(11)可以看出,孔隙应力敏感系数是与初始孔隙度有关,但不完全依赖于初始孔隙度的常数。

公式(10)可以写成:

$$c_p = \frac{b}{\phi_i} \quad (12)$$

这样,就得到了储集岩石孔隙压缩系数应力敏感模型。从公式(12)可以得出,孔隙压缩系数确实是随着净上覆应力的增加而减小的,而孔隙应力敏感系数是建立在孔隙压缩系数变化的基础之上的,所以能更为精确地描述孔隙度的应力敏感性。

2.3 孔隙度应力敏感模型

根据岩石孔隙压缩系数的定义^[7]以及孔隙体积应变的概念可知,当储集岩石的净上覆应力增量由 1 MPa 变化到 MPa 时,其孔隙体积应变为:

$$\epsilon_p = \frac{1}{v_i} c_p d \quad (13)$$

将(12)式代入(13)式即得:

$$\epsilon_p = \frac{b}{\phi_i} d \quad (14)$$

因此,当净上覆应力增量增至时,由(14)式得:

$$p = b \ln \quad (15)$$

将公式(15)代入公式(6)即可得:

$$\phi = \frac{\phi_i(1 - b \ln)}{1 - \phi_i b \ln} \quad (16)$$

公式(16)即为储层净上覆应力增量为 时储层孔隙度的应力敏感模型,式中参数 b 是孔隙应力敏感系数。

3 实验验证

3.1 实验理论

孔隙压缩系数的定义为^[8]:

$$c_p = - \frac{1}{v_p} \frac{dv_p}{d} \quad (17)$$

式中: v_p 为孔隙体积, cm^3 。

由公式(12)和公式(17)可得:

$$b = - \frac{1}{v_p} \frac{d v_p}{d} \quad (18)$$

将公式(18)两边分别对净上覆应力和孔隙体积进行积分可得：

$$\int_1 \frac{b}{d} = \frac{v_p}{v_i} - \frac{1}{v_p} d v_p \quad (19)$$

即得：

$$\ln v_p = \ln v_i - b \ln \quad (20)$$

下面通过实验方法对公式(20)进行验证。

3.2 实验介绍

实验装置采用全新设计的模拟地层条件全直径岩心联合测试系统,系统可以承受压力 150 MPa、温度 150 ,全部采用自动化控制,密封条件好,能保证高温、高压条件下系统稳定。该系统根据波义耳-马里奥特定律测定不同净上覆应力条件下的岩心孔隙体积,结果可以由电子计数器直接读出。

实验选取了鄂尔多斯盆地下古生界马五段碳酸盐岩储层的 18 块全直径岩心样品进行了实验研究。考虑到前人研究中存在的问题,本次实验研究是在完全模拟该地区地层条件下进行的,该气田储层地层温度 110 ,上覆地层压力 62 MPa,孔隙压力 32 MPa,储层开发前的净上覆应力根据下面公式计算求得^[10]：

$$i = p_z - p_{oi} \quad (21)$$

式中： p_z 为上覆地层压力,MPa； p_{oi} 为储层孔隙压力,MPa； i 为储层开发前的净上覆应力,MPa。

根据公式(21)计算得该地区储层初始净上覆应力为 30 MPa。实验中全直径岩心室温度为 110 ,初始状态岩心上覆应力为 62 MPa,岩心孔隙饱和氦

气压力为 32 MPa,完全模拟该气田储层的地下状况。待系统温度、压力平衡后,逐渐降低孔隙压力,模拟实际气藏开采过程中储层孔隙压力降低的过程。净上覆应力增量的取点间隔为 1,3,5,7,10,15,20,25,30 MPa,亦即实验岩心的孔隙压力分别降低到 31,29,27,25,22,17,12,7,2 MPa。在每一个取样点,均等到系统温度、压力平衡以后,运用氦气孔隙体积测量方法^[6]测定岩心样品的孔隙体积。

3.3 实验结果

18 块岩心样品地层条件初始状态下的参数见表 1。通过对 18 块岩心样品的孔隙体积与净上覆应力增量之间的拟合分析发现,孔隙体积与净上覆应力增量之间相当好地服从下面的关系式：

$$\ln v_p = a - b \ln \quad (22)$$

式中： a 为岩心净上覆压力为 1 MPa 时的孔隙体积的自然对数。

可以看出,公式(22)与公式(20)是完全一致的。通过实验结果,进一步证明了理论推导的正确性。

部分岩心样品的孔隙体积与净上覆应力增量的关系曲线如图 1 所示。

上述 18 块样品的拟合参数结果见表 2。

应用孔隙应力敏感系数可以较为准确地对储层的应力敏感性进行评价。孔隙应力敏感系数 b 值越大,表明孔隙度的应力敏感性越强;反之,则敏感性较弱。

图 2 是孔隙应力敏感系数与孔隙度关系散点图。从图 2 可以看出,对于该地区来说,当孔隙度值小于 8% 时,孔隙度应力敏感性较强;当孔隙度大于 8% 时,孔隙度应力敏感性要弱一些。这主要是由于对晶间孔对压实作用的敏感性很强;而溶蚀孔洞在致密基质岩石骨架的支撑作用下,对压实作用的敏

表 1 实验岩心的原始参数表

Table 1 Original parameters of core samples

样号	岩样 体积/cm ³	孔隙 体积/cm ³	孔隙度,%	样号	岩样 体积/cm ³	孔隙 体积/cm ³	孔隙度,%
4-10/97	289.35	23.90	8.26	2-67/127	430.80	61.10	13.16
1-103/210	547.93	53.70	9.8	4-10/130	464.31	40.95	6.75
4-59/130	333.21	22.56	6.77	1-156/173	606.67	46.46	12.21
1-99/133	451.51	35.26	7.81	1-5/120	380.51	48.11	9.71
1-60/106	401.63	26.47	6.59	1-113/210	495.47	50.25	8.15
1-93/106	449.97	30.19	6.71	1-110/133	616.56	45.60	8.22
1-142/173	357.58	38.37	10.73	1-74/106	535.36	29.98	5.6
3-48/66	454.71	27.01	5.94	1-137/127	394.47	43.50	8.98
1-18/133	351.27	26.59	7.57	2-67/127	430.80	61.10	13.16
1-34/91	351.27	38.30	8.89	4-10/130	464.31	40.95	6.75

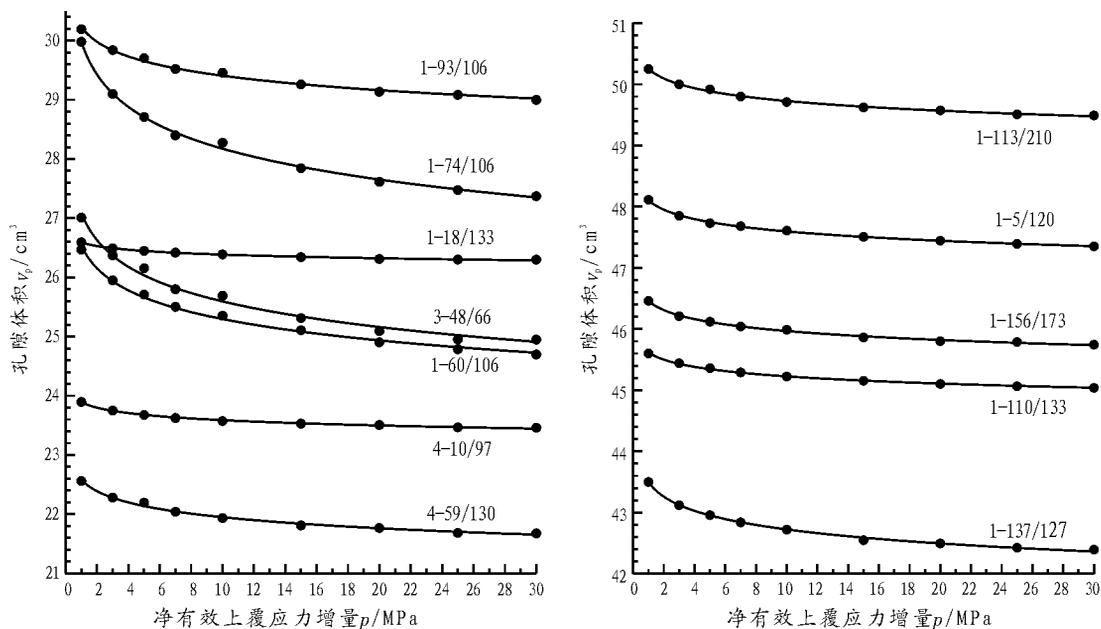


图 1 部分样品孔隙体积与净有效上覆应力增量关系曲线

Fig. 1 Relation curves between pore volume and the increment of net effective overlying stress for part of samples

表 2 拟合参数结果表

Table 2 Results of fitting parameters

样号	<i>a</i>	<i>b</i> , 10 ⁻²	相关系数	样号	<i>a</i>	<i>b</i> , 10 ⁻²	相关系数
4 - 10/ 97	3.173	0.55	0.996	2 - 67/ 127	4.113	0.07	0.991
1 - 103/ 210	3.983	0.33	0.998	4 - 10/ 130	3.713	0.75	0.988
4 - 59/ 130	3.117	1.23	0.992	1 - 156/ 173	3.839	0.46	0.996
1 - 99/ 133	3.563	0.61	0.996	1 - 5/ 120	3.873	0.46	0.999
1 - 60/ 106	3.278	2.07	0.995	1 - 113/ 210	3.917	0.46	0.996
1 - 93/ 106	3.409	1.20	0.993	1 - 110/ 133	3.820	0.38	0.997
1 - 142/ 173	3.648	0.3	0.997	1 - 74/ 106	3.401	2.70	0.997
3 - 48/ 66	3.299	2.46	0.990	1 - 137/ 127	3.773	0.77	0.997
1 - 18/ 133	3.281	0.34	0.995	2 - 67/ 127	4.113	0.07	0.991
1 - 34/ 91	3.645	0.41	0.993	4 - 10/ 130	3.713	0.75	0.988

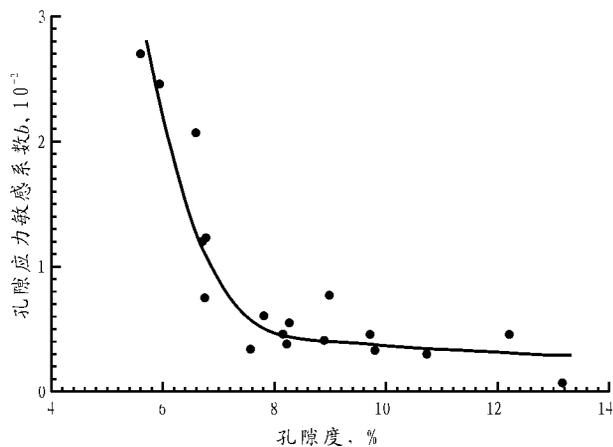


图 2 孔隙应力敏感系数与孔隙度散点图

Fig. 2 Scatter plot of porosity to pore stress sensitive coefficient

感性要弱。所以,孔隙空间主要由晶间孔组成的低孔隙度储层的应力敏感性要强于孔隙空间主要由溶蚀孔洞组成的高孔隙度储层。

4 实际应用

4.1 净上覆应力增量的确定方法

根据公式(21)可以计算储层开发 t 时刻净上覆应力 σ_t 的大小:

$$\sigma_t = p_z - p_{0t} \tag{23}$$

式中: σ_t 为储层开发 t 时刻的净上覆应力,MPa; p_{0t} 为储层开发 t 时刻的孔隙压力,MPa。

由公式(23)与公式(21)得 t 时刻净上覆应力增量与原始地层孔隙压力的关系式:

$$= p_{oi} - p_{ot} \quad (24)$$

因此,开发过程中,储层孔隙度下降的过程就是储层净上覆应力增加的过程。

4.2 孔隙应力敏感系数的确定方法

在实际应用过程中,孔隙应力敏感系数 b 的确定方法可以根据由公式(22)构建的方程采用两点法岩心实验来确定。即运用实验方法确定岩心净上覆应力为 1 MPa 时的孔隙体积,并求自然对数,确定;再测定净上覆应力增量为任选一点时的孔隙体积,从而确定孔隙应力敏感系数 b 。

4.3 实例

研究区气藏地层条件下的原始储层孔隙压力为 32 MPa,上覆岩石压力为 62 MPa,实验测定孔隙压缩系数平均为 $2.3 \times 10^{-3} / \text{MPa}$,储层原始孔隙度平均为 8.76%,通过两点法岩心实验确定的孔隙应力敏感系数 b 为 0.89×10^{-2} 。根据公式(24),的计算公式为:

$$= 30 - p_{ot} \quad (25)$$

根据公式(25)和公式(16)计算,气藏开采以后随着储层压力下降其预测孔隙度变化曲线如图3中曲线1所示;根据其孔隙压缩系数,运用公式(1)亦即传统方法预测的孔隙度变化曲线如图3中曲线2所示;选取典型岩心样品,模拟地层条件下孔隙度应力敏感性实验结果见图3中圆点所示。从图3中曲线1可以看出,在储层孔隙压力降低的初始阶段,孔隙度下降幅度较大;随着净上覆应力的增加,孔隙度下降的幅度减弱,亦即储层的孔隙度应力敏感性减

弱。这与实验结果完全相同,并且曲线1的预测基本符合实验结果的变化趋势。而曲线2的变化趋势与净上覆应力的变化没有关系,表现为孔隙度下降的幅度一直保持不变,这与实际实验结果是完全相悖的。因此,曲线1更能表现储层孔隙度应力敏感性的真实状况,其预测的结果更为准确。

5 结论

1) 储层孔隙度应力敏感性的研究具有十分重要的意义。传统方法预测孔隙度与净上覆应力关系的公式是有其不完善之处的,它不能确切地反映储层孔隙度的应力敏感性规律。

2) 本文根据孔隙体积应变的基本定义推导出理论上的孔隙度与孔隙体积应变关系模型和孔隙压缩系数应力敏感模型,最终得到孔隙度应力敏感模型,并提出采用孔隙应力敏感系数来评价储层孔隙度的应力敏感性。

3) 通过模拟地层条件孔隙度应力敏感实验,进一步证实了本文成果的正确性。

4) 采用本文方法预测的结果为随着净上覆应力的增加,储层的孔隙度应力敏感性逐渐减弱,表现出与实际完全一致的变化规律;而传统方法则没有体现出孔隙度应力敏感性随净上覆应力增大而变弱这一实际规律。因此应用孔隙应力敏感系数,采用本文的评价方法能更精确地描述和预测储层的应力敏感性。

致谢:在该论文的完成过程中,“油气藏地质及开发工程国家重点实验室”向阳教授指导作者完成实验研究,在此表示衷心感谢。

参考文献:

- 1 李 宁,张清秀. 裂缝型碳酸盐岩应力敏感性评价室内实验方法研究[J]. 天然气工业,2000,20(3):30~33
- 2 苏玉亮,栾志安,张永高. 变形介质油藏开发特征[J]. 石油学报,2000,21(2):51~5
- 3 Geertsma J. The effect of pressure decline on volumetric changes of porous rocks [J]. Pet Trans AIME, 1957,210:331~340
- 4 vairogs J, Hearn C L, Dareing D W, et al. Effect of rock stress on gas production from low-permeability from reservoirs [J]. JPT, 1971,(Sept):1 161~1 167
- 5 蒋海军,鄢捷年. 裂缝性储集层应力敏感性实验研究[J]. 特种油气藏,2000,7(3):39~4
- 6 孙 妥,林万象. 围限压力下的孔隙度、渗透率及其在储气岩评价中的意义[J]. 石油实验地质,1993,15(4):404~412
- 7 王允诚. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社,1993. 64~66
- 8 韩大匡,陈钦雷,闫存章. 油藏数值模拟基础[M]. 北京:石油工

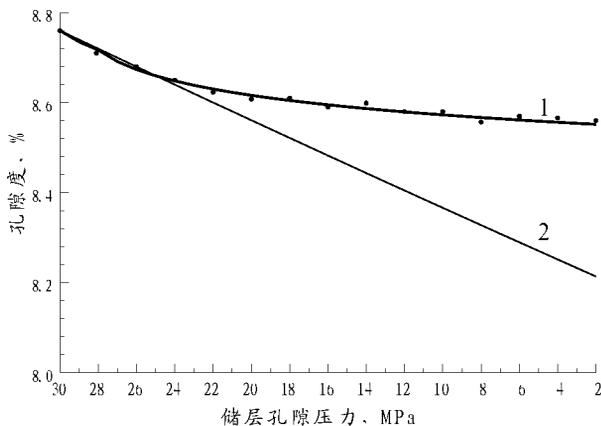


图3 孔隙度应力敏感预测曲线

·实际实验结果;曲线1:本文预测;曲线2:传统预测

Fig.3 Predicted curves of porosity stress sensibility

业出版社,1991. 22~23
9 冉启全,李士伦. 流固耦合油藏数值模拟中物性参数动态模型研究[J]. 石油勘探与开发,1997,24(3):61~65

10 吴元燕,徐龙,张昌明. 油气储层地质[M]. 北京:石油工业出版社,1996. 79~80

STUDY ON THE STRESS SENSIBILITY OF RESERVOIR POROSITY

Gao Boyu¹, Zhou Yongyi², Peng Shimi¹

(1. *Petroleum University, Beijing 102249, China*; 2. *Research Institute of Geosciences, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China*)

Abstract: The porosity of reservoir rocks is one of the most essential and important formation parameters in pool development. As we know, during the development of reservoirs, the formation pressure is reducing, that is to say, the effective overlying pressure is increasing. Porosity is stronger effected by porosity stress sensibility. Study porosity stress sensibility has important meanings to reservoir development. This paper presented a porosity stress sensibility model in theory by means of porosity volumetric strain, brought forward a parameter named porosity stress sensibility coefficient, then took it as a method to evaluate porosity stress sensibility. This parameter is based on the change of pore compression coefficient, so it can describe porosity stress sensibility more accurately than using pore compression coefficient. Combining theoretical rules with the experiment, the theory was proved to be true by the experiment of porosity stress sensibility under the simulating formation situation.

Key words: pore compression coefficient; porosity stress sensibility coefficient; stress sensibility; porosity; reservoir

(continued from page 196)

A TECHNIQUE FOR DYNAMIC POOL-FORMING SIMULATION OF COALBED GAS

Wang Hongyan¹, Liu Honglin¹, Sun Yu², Li Guizhong¹, Li Jun³

(1. *Langfang Branch, Research Institute of of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang, Hebei 065007, China*; 2. *Liaoning Coal Mine Supervising Bureau, Jinzhou, Liaoning 121013, China*; 3. *Huabei Oilfield, Langfang, Hebei 065007, China*)

Abstract: Based on the high-temperature and high-pressure core analysis technique, considering the adsorption and desorption characters of coalbed gas and combined with the pool-forming simulation technique of conventional natural gas, a pool-forming simulation instrument of coalbed gas was set up. By this instrument, the major factors affecting coalbed gas preservation, such as the effects of systematic temperature and pressure changes, the diffusion, migration and dispersion of free gas, the effects of different hydrodynamics and the dissolution of formation water to coalbed gas, were determined. Through quantitative analyses and grade classification, a pool-forming model of coalbed gas was established.

Key words: dynamic simulation; coalbed gas preservation; pool formation of coalbed gas; pool-forming model