

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.035>



## 南海西部异常高温高压气藏区域产能预测技术

王雯娟, 雷霄, 鲁瑞彬\*, 陈健, 何志辉

中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057

**摘要:** 南海西部存在大量高温高压高二氧化碳气藏,“三高”气藏气井测试费用高、产能预测难度大,设计变内压束缚水应力敏感实验、含 CO<sub>2</sub> 天然气 PVT 实验研究应力敏感、CO<sub>2</sub> 含量、表皮系数对高温高压气井产能的影响。通过大量实验,明确了高压气藏“两段式”应力敏感变化规律,得到了靶区应力敏感综合评价系数;分析不同压力下 CO<sub>2</sub> 含量对天然气偏差系数、黏度等参数的影响,高压下影响较低压下大,基于实验数据推导建立一种适用于高中低二氧化碳含量的全范围偏差系数校正模型。最终建立同时考虑应力敏感、二氧化碳、表皮系数影响的区域产能预测图版,提高产能预测精度,降低测试费用,在南海西部高温高压气井应用效果较好。

**关键词:** 高温高压;区域产能预测;应力敏感;CO<sub>2</sub> 产能校正;表皮系数;石油地质。

中图分类号: P343

文章编号: 1000-2383(2019)08-2636-07

收稿日期: 2019-01-31

## Regional Productivity Prediction Technology for Abnormal High Temperature and High Pressure Gas Reservoirs in Western South China Sea

Wang Wenjuan, Lei Xiao, Lu Ruibin\*, Chen Jian, He Zhihui

Zhanjiang Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd., Zhanjiang 524057, China

**Abstract:** A large number of high temperature, high pressure and high carbon dioxide gas reservoirs exist in the western South China Sea. Gas well test cost is high and productivity prediction is difficult in "three high" gas reservoir. Design Variable internal pressure, establishment of irreducible water stress sensitivity test and PVT test of natural gas Containing CO<sub>2</sub> to study the effect of stress sensitivity, CO<sub>2</sub> content and skin factor on productivity of high temperature and high pressure gas wells. Through a large number of experiments, the "two-stage" stress sensitivity variation law of high pressure gas reservoir is clarified, and the comprehensive evaluation coefficient of stress sensitivity in target area is obtained. The influence of CO<sub>2</sub> content on PVT parameters such as Z-factor and viscosity of natural gas is analyzed, the influence of high pressure is greater than that of low pressure. Based on experimental data, a correction model of full range deviation coefficient suitable for high, middle and low carbon dioxide content is established. Finally, a regional productivity prediction chart considering the influence of reservoir stress-sensitivity, carbon dioxide and skin factor is established, improves the accuracy of productivity prediction and reduces the cost of testing, which has a good application effect in high temperature and high pressure gas wells in the western South China Sea.

**Keywords:** high temperature high pressure; regional productivity prediction; stress-sensitivity; carbon dioxide productivity correction; skin factor; petroleum geology.

基金项目: 国家科技重大专项“莺琼盆地高温高压天然气富集规律与勘探开发关键技术(三期)”(No. 2016ZX05024-005).

作者简介: 王雯娟(1982—),女,高级工程师,主要从事油气田开发方面的研究. ORCID:0000-0002-5958-6793. E-mail:wangwj3@cnooc.com.cn

\* 通讯作者: 鲁瑞彬, ORCID:0000-0002-8116-8379. E-mail:lurb4@cnooc.com.cn

引用格式: 王雯娟, 雷霄, 鲁瑞彬等, 2019. 南海西部异常高温高压气藏区域产能预测技术. 地球科学, 44(8):2636-2642.

气井产能评价是气田开发生产中的一项重要任务,确定气井的产能不仅是气井合理配产的需要,也是气井动态分析及预测的基础(廖代勇等,2006;唐洪俊等,2011;杨志浩等,2015).

随着天然气工业的快速发展,近年来在南海西部莺琼盆地发现大量高温高压天然气藏,高温高压气藏的发现与开发给南海西部增储上产带来了重大机遇(马勇新等,2017;田冬梅等,2017).南海西部高温高压气藏物性差,试井渗透率多在10 mD以下(部分区块试井渗透率在2 mD以下),压力系数在1.9以上,地层温度140℃,且组分复杂,CO<sub>2</sub>含量高(3%~73%),由于海上高温高压气藏的特殊性,其测试费用高、测试成功率低,测试获取气井产能难度大(成涛等,2016);同时,对于高温高压气井产能的影响因素也有很多,主要有井底污染、储层渗透率、地层压力、气井探测半径等(郝玉鸿,1999;郝玉鸿和王方元,2000;何自新和郝玉鸿,2001;李国锋等,2008),对产能的准确计算同样存在较大难度.从测试、理论公式计算求取高温高压气井产能困难较大.

基于南海西部高温高压气藏特殊的温压特征及复杂的组分分布,以区域已有高温高压气井产能为知识库,开展考虑应力敏感、非烃校正(在氮气、水蒸气、CO<sub>2</sub>等非烃中,由于CO<sub>2</sub>含量高、变化幅度大,对PVT参数影响大,因此在南海西部重点考虑CO<sub>2</sub>含量变化对产能的影响)及表皮系数校正的区域产能预测技术,合理预测气藏产能,降低高温高压测试费用,指导气藏高效开发.

## 1 高温高压气藏应力敏感实验

由于异常高压气藏的超高压特性,在开发过程中随着流体的采出会表现出较强的应力敏感特征,特别是井底附近,压降较大,速度较快,储集层物性会发生明显变化,产生“应力污染”现象(杨滨等,2008;郭晶晶等,2010;张辉等,2017).应力敏感导致渗透率的降低会明显影响气井的产能,进而影响气藏的开发效果(杨胜来等,2005;郭平等,2016;袁丙龙等,2016).

目前常用的评价储层应力敏感程度的方法有渗透率损害率法(行标)、应力敏感性系数法和数学回归等方法,考虑到应力敏感连续表征及其在数模、产能评价中的应用,数学回归方法中指数式(式1)、幂规律关系式(式2)应用较多.

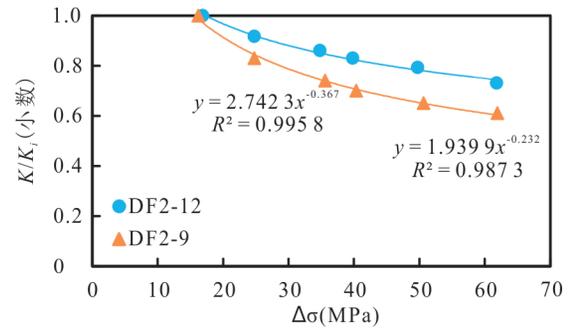


图1 部分岩心应力敏感实验结果

Fig.1 Experimental results of stress-sensitivity of some cores

$$K_n = K_i \times e^{-\gamma(\Delta\sigma)}, \quad (1)$$

$$K_n = K_i \times (\Delta\sigma)^{-\gamma}, \quad (2)$$

式中: $\gamma$ . 应力敏感系数,小数; $K_i$ . 等效初始渗透率(mD); $K_n$ . 净应力增加过程中不同净应力下岩心渗透率(mD); $\Delta\sigma$ . 有效应力(MPa).

南海西部东方13区气藏平均压力系数1.9,地层温度140℃,以靶区实际温压条件为基础,设计变内压,建束缚水应力敏感实验(郭平等,2007),结果表明,靶区应力敏感程度属于中等偏弱水平,渗透率损害率约为40%.

从图1可以看出对于异常高压气藏,由于其较高的地层压力,使得储层岩石原始有效应力较高,增大了气藏开发过程中有效应力的变化范围,有效应力变化的下限降低,使应力敏感表现更加明显(向祖平等,2009);且开发初期岩石发生弹塑性变形,应力敏感较后期大,表现出前期应力敏感强(地层压力系数下降到1.0前),后期应力敏感弱的特性.

通过对靶区所有岩心应力敏感结果进行归一化处理,得到表征靶区应力敏感的幂规律关系式(式3),进一步用两口生产井(从投产初期至今进行了3次试井解释)进行了试井验证,结果表明变化趋势与实验结果较为一致(图2),以此关系式为基础,用于研究校正区域产能.

$$K = 2.34 \times K_i \times (\Delta\sigma)^{-0.31}, \quad (3)$$

式中: $K$ . 生产过程中有效渗透率(mD);其他符号同前.

## 2 高温高压气藏不同CO<sub>2</sub>含量PVT变化规律

南海西部东方13区异常高压气藏的另一个显著特点是地层流体中含有3%~73%的CO<sub>2</sub>,变化

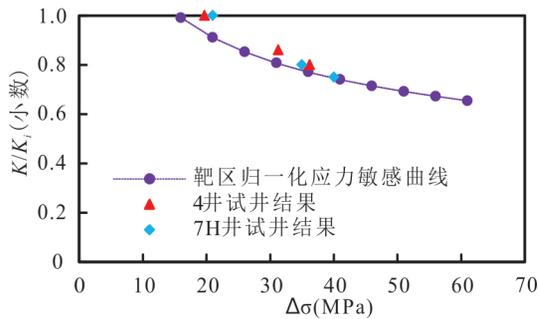
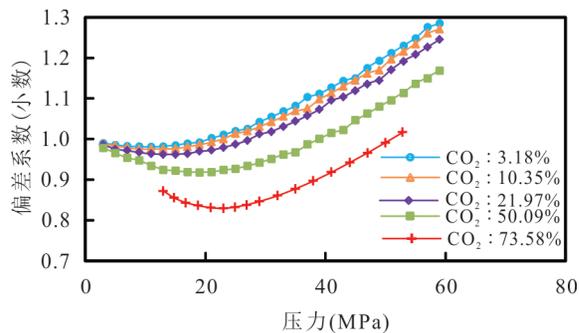


图2 靶区归一化应力敏感与实际生产井测试结果对比

Fig.2 Comparison of normalized stress-sensitivity in target area with actual production wells test results

图3 不同CO<sub>2</sub>含量天然气的偏差系数随压力变化曲线Fig.3 Z-factor of natural gas with different CO<sub>2</sub> content with press variation curve

幅度大,组分复杂.由于储层条件下CO<sub>2</sub>处于超临界状态,其性质易受温压变化影响,且由于CO<sub>2</sub>与甲烷分子结构的差异导致高含CO<sub>2</sub>天然气PVT参数及变化规律与常规天然气存在较大偏差(韩宏伟等,2010),实验表明不同CO<sub>2</sub>含量对天然气黏度、偏差系数存在较大影响,从而影响气井产能.

### 2.1 不同CO<sub>2</sub>含量对天然气偏差系数的影响

按照高温高压PVT测试流程,配置并完成5种CO<sub>2</sub>含量井流体在148℃条件下的PVT参数变化规律测试研究.

从图3可以看出,偏差系数随CO<sub>2</sub>含量的增加而降低,在低压下,随压力升高而减小;高压下,随压力升高而增大,且由于在高压下CO<sub>2</sub>含量越高,分子间斥力越大,偏差系数变化幅度也越大,即高压下CO<sub>2</sub>含量对产能的影响相对更大,因此对于异常高压气藏,需要考虑CO<sub>2</sub>含量对产能的影响.

在获取偏差系数时,为了达到快速推广应用的目的,多采用公式的方法计算.常用的经验公式计算模型有很多(李相方等,2001,2010;张国东等,2005),对于CO<sub>2</sub>含量较低的天然气计算结果比较可

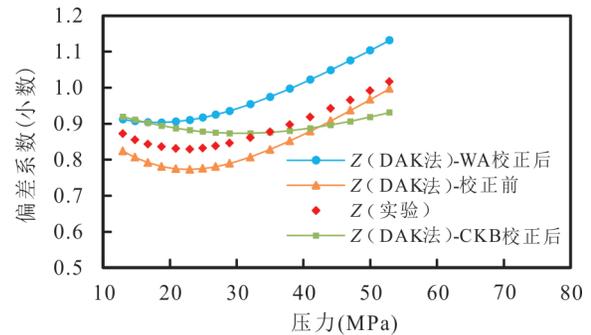


图4 高二氧化碳(73.58%)时常规非烃校正模型计算效果

Fig.4 Calculation results of conventional non hydrocarbon correction models for high carbon dioxide (73.58%)

靠,从高CO<sub>2</sub>天然气PVT实验结果可以看出,CO<sub>2</sub>气体会对天然气偏差系数造成较大影响,因此需要考虑CO<sub>2</sub>等对拟临界参数的改变,对于非烃的校正,目前常用的校正模型有两种:Car-Kobayshi-Burrows(CKB)方法和Wicher-Aziz(WA)法.与实际实验结果对比,传统校正方法校正后的计算精度,误差仍较大(图4),在南海西部适用性较差.

基于以上问题推导建立了一种适用于高中低二氧化碳含量的全范围校正模型.对新模型采用以下形式的混合校正规则:

$$T'_{pc} = T_{pc} - y, \quad (4)$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} \times T'_{pc}}{T_{pc}}, \quad (5)$$

式中: $T'_{pc}$ .校正后烃类混合物的拟临界温度(K); $T_{pc}$ .校正前烃类混合物的拟临界温度(K); $y$ .校正系数(小数); $P'_{pc}$ .校正后烃类混合物的拟临界压力(MPa); $P_{pc}$ .校正前烃类混合物的拟临界压力(MPa).

利用式(4)、式(5)来确定CO<sub>2</sub>对气体临界温度、临界压力的影响,其中校正系数 $y$ 为二氧化碳分压的函数.

以莺琼盆地实际气藏流体实验结果为基准数据库,以最小二乘法非线性拟合为手段建立CO<sub>2</sub>含量与天然气拟临界参数(校正系数 $y$ )之间的关系,通过回归,建立三次多项式,常数项为0的校正模型(式6)

$$y = A \times M + B \times M^2 + C \times M^3, \quad (6)$$

式中: $M$ .CO<sub>2</sub>含量,小数;其他符号同前.南海西部异常高温高压气藏校正系数值: $A=229.5$ ; $B=-751$ ; $C=699.5$ .

从图5可以看出,校正后的模型与实验数据拟合效果较好.以此模型为基础,计算CO<sub>2</sub>含量对气

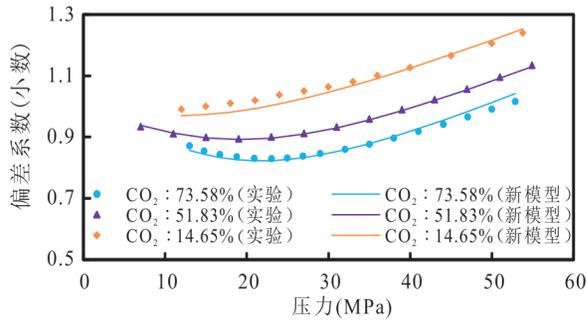


图5 不同CO<sub>2</sub>含量新模型结果与实验值对比

Fig.5 Comparison of new model results with experimental values for different CO<sub>2</sub> content.

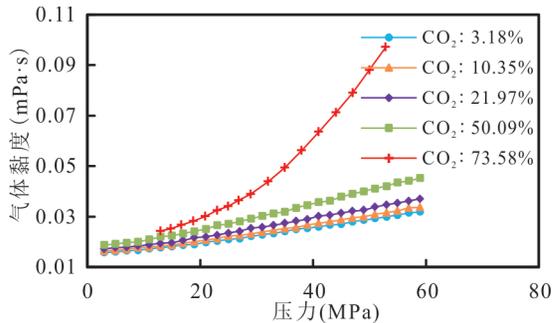


图6 不同CO<sub>2</sub>含量天然气黏度随压力变化曲线

Fig.6 Curves of natural gas viscosity varying with pressure under different CO<sub>2</sub> contents.

体PVT参数的影响,从而对气井产能进行校正.

### 2.2 不同CO<sub>2</sub>含量对天然气黏度的影响

CO<sub>2</sub>含量对气体黏度影响较大(图6);随CO<sub>2</sub>含量增加,天然气黏度增加;天然气黏度随压力的上升而增大,且高压下,二氧化碳含量对黏度的影响显著.

分析其原因是高温高压条件下,由于超临界二氧化碳气体分子间排斥力成为主导作用,气体层面剪切力大,导致黏度大.这也意味着储层压力越高、CO<sub>2</sub>浓度越高、流体黏度越大,越难流动,产能越低.

## 3 高温高压高CO<sub>2</sub>气藏产能影响因素敏感性

结合南海西部“三高(高温高压高CO<sub>2</sub>)”气藏地质油藏特征,从式(7)(压力平方方式)可以看出,对产能影响较大的参数主要有渗透率、偏差系数、黏度、表皮等,在进行产能评价时应重点考虑应力敏感、CO<sub>2</sub>、表皮的影响,将各气井参数校正到同一水平进行区域产能预测规律研究.

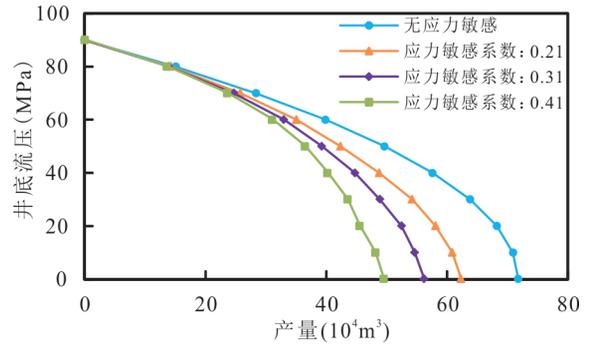


图7 不同应力敏感指数下的气井流入动态曲线

Fig.7 Inflow performance curves of gas wells under different stress sensitive exponents

$$q_{sc} = \frac{774.6Kh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{T\bar{\mu}\bar{Z}(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)}, \quad (7)$$

式中: $q_{sc}$ . 标准状态下的产气量(m<sup>3</sup>/d); $K$ . 气层有效渗透率(mD); $h$ . 有效厚度(m); $p_e$ . 地层压力(MPa); $p_{wf}$ . 井底流压(MPa); $T$ . 气层温度(K); $\bar{\mu}$ . 气体黏度(mPa·s); $\bar{Z}$ . 气体偏差系数(小数); $r_e$ . 波及半径(m); $r_w$ . 井径(m); $S$ . 表皮系数(小数).

以南海西部异常压力井数据为基础,进行产能影响因素敏感性分析,该井地层压力90 MPa,压力系数2.1,地层温度191℃,有效厚度15 m,以此数据为基础,进行敏感性分析.

### 3.1 应力敏感对产能的影响

通过对应力敏感的研究,储层在发生应力敏感后物性不断降低,以式(3)为基础,进行应力敏感对产能影响研究(图7),从图中可以看出随着应力敏感系数的增大,气井产能不断降低,无阻流量降低比例与应力敏感系数增加比例基本呈线性关系.

### 3.2 CO<sub>2</sub>含量对产能的影响

CO<sub>2</sub>含量主要影响气体偏差系数和黏度,从而影响气井产能,图8为不同CO<sub>2</sub>含量气井流入动态曲线.随着CO<sub>2</sub>含量的不断增加,气体偏差系数不断降低,黏度不断增大,二者的乘积决定气井产能的变化规律,总体来说随CO<sub>2</sub>含量的增加,气井产能逐渐降低.

### 3.3 储层污染对产能的影响

储层污染实质是固相颗粒侵入或粘土矿化膨胀堵塞渗流通道,造成储层污染的主要因素有:钻完井液配方、泥浆浸泡时间、岩石粘土矿物成分等.统计高温高压气井测试数据,在钻完井液体系统相同时,泥浆浸泡时间越长,污染表皮越大.高温高压气

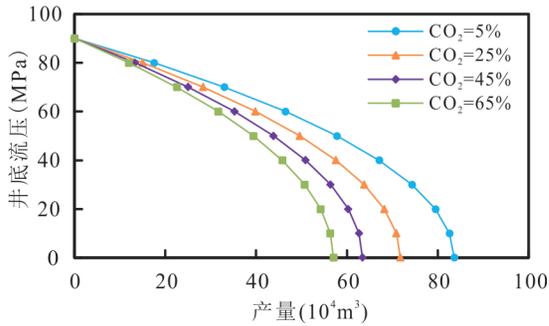
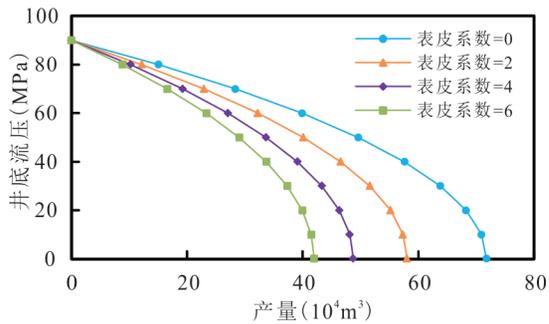
图8 不同CO<sub>2</sub>含量下气井流入动态曲线Fig.8 Inflow performance curves of gas wells with different CO<sub>2</sub> contents

图9 不同表皮系数下气井流入动态曲线

Fig.9 Inflow performance curves of gas wells with different skin factors

井由于安全角度考虑,较常规钻完井历时时间长,因此南海西部高温高压气井均存在不同程度的储层污染.

污染对储层产能伤害较大,由于储层污染,压力损失在井底附近急剧增大,产能下降,理论计算表明,表皮系数越大,产能下降越大(图9).

#### 4 南海西部高温高压气藏产能预测图版及应用

南海西部在长时间的勘探开发历程中建立了大量的开发指标知识库、图版、经验公式等.对于高温高压气井产能的预测研究,以成功测试、取得准确产能的井为基础,考虑储层应力敏感、CO<sub>2</sub>含量对PVT参数的影响以及表皮系数对产能的影响,将各井产能数据做统一校正,以校正后的数据为基础开展靶区区域产能预测技术研究(思路图见图10),指导未测试井产能预测,降低测试费用.

正向校正建立区域产能预测图版:以实际井产能数据、CO<sub>2</sub>含量数据、表皮数据和渗透率数据为基础,利用产能方程计算CO<sub>2</sub>含量(影响偏差系数、黏

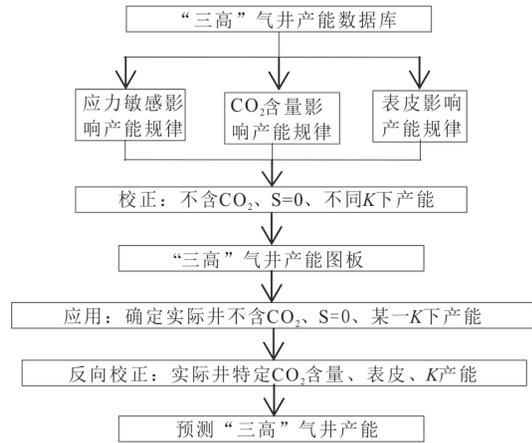


图10 南海西部区域产能预测技术研究思路

Fig.10 Research ideas on prediction of regional productivity in the western South China Sea

度进而影响产能)、表皮对产能影响系数,从而计算不含CO<sub>2</sub>、S=0时产能,投到对应物性上,做产能图版.

反向校正确定新井产能:对于新的探井或生产井,以物性数据为基础,得到该井不含CO<sub>2</sub>、表皮为0时产能,进一步利用产能方程计算CO<sub>2</sub>含量(影响偏差系数、黏度进而影响产能)、表皮对产能影响系数,从而计算某一特定CO<sub>2</sub>含量、表皮时的实际产能.

##### 4.1 南海西部高温高压气藏产能预测图版

以理论公式为基础,结合南海西部地区温压、流体参数特点,经过推导得到南海西部异常高压区域米采气指数与试井渗透率式.

$$\frac{q_{\text{AOF}}}{hP_r^2} = cK^n, \quad (8)$$

式中: $\frac{q_{\text{AOF}}}{hP_r^2}$ . 米采气指数[10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/(d·m·MPa<sup>2</sup>)];K. 试井渗透率(mD);c,n. 反应区域特征的系数(南海西部:c=0.005,n=0.893,无因次).

结合南海西部异常高压气井产能测试数据,考虑各井应力敏感,合理确定气井无阻流量,同时将各井无阻流量校正到不含CO<sub>2</sub>、表皮系数为0状态下,分析米采气指数与试井渗透率关系,建立了南海西部异常高压气井区域产能规律图版(图11).

异常高压气井区域产能预测图版,创新建立了试井渗透率与产能的关系,具有明显的区域适用性,通过区域产能规律图版,只需要获取储层渗透率、有效厚度和地层压力,就可以快捷地计算气井无阻流量.

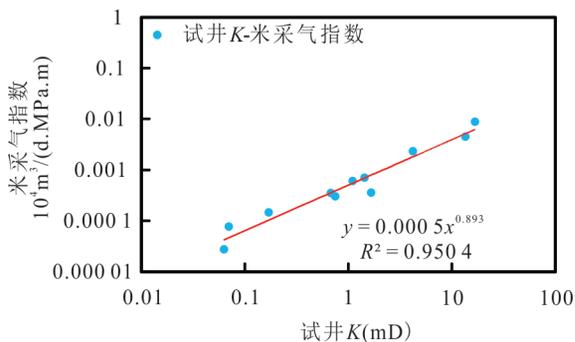


图11 南海西部异常高压气井区域产能预测

Fig.11 Regional productivity prediction chart for abnormal high pressure gas wells in western South China Sea

#### 4.2 图版验证及应用

高温高压气藏区域产能预测技术在南海西部乐东区、东方区等高温高压靶区得到广泛应用,成功指导了高温高压气藏勘探评价和开发生产。

L气田是南海西部典型的高温高压低渗气藏,该气藏3口探井中1井只进行了MDT测试,2井未进行相关测试,仅3井(L-3)进行了产能测试,在测试前用该图版对该井产能进行预测,并与测试后实测产能进行对比,以验证该图版的准确性。

L-3井井底温度近200℃、压力系数2.3,测井渗透率1.77 mD,测试段气层厚度为14.4 m,孔隙度11.09%,含水饱和度38.40%。为了较为准确的确定L-3井的有效渗透率,以区域知识库 $K_{\text{试井}}/K_{\text{测井}}$ 图版为基础,预测L-3井有效渗透率为0.78 mD。将预测的试井渗透率值投到南海西部高温高压气井产能预测图版(图11)中,预测该井无阻流量为 $36.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

测后资料分析结果表明:该井试井渗透率为0.7~1.4 mD(径向复合),无阻流量为 $35.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (去表皮后),区域产能预测图版预测产能准确性较高,应用效果较好。

## 5 结论

(1)建立了南海西部异常高温高压气藏应力敏感幂规律关系式,得到了储层应力敏感对气井产能影响的定量关系。

(2)推导了异常高压气藏考虑 $\text{CO}_2$ 含量的气体偏差系数预测新模型,解决了高温高压高 $\text{CO}_2$ 气藏偏差系数难以准确预测的难题。

(3)建立了高温高压气藏考虑应力敏感、 $\text{CO}_2$ 含量校正及表皮系数影响的区域产能预测技术,大大降低气井测试费用,在南海西部应用效果较好。

## Reference

- Cheng, T., Chen, J.H., Ruan, H.J., et al., 2016. Productivity Evaluation Method for Offshore Abnormal HTHP Gas Reservoirs. *Oil Drilling & Production Technology*, 38(6):832—836(in Chinese with English abstract).
- Guo, J.J., Zhang, L.H., Tu, Z., 2010. Stress Sensitivity and Its Influence on Productivity in Gas Reservoirs with Abnormally High Pressure. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 17(2):79—81(in Chinese with English abstract).
- Guo, P., Zhang, J., Du, J.F., et al., 2007. Study on Core Stress Sensitivity for Gas Reservoir with Two Experiment Methods. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 29(2):7—9(in Chinese with English abstract).
- Guo, P., Zhao, Z.H., Wang, Z.H., et al., 2016. Influence of Stress-Sensitivity on Development Index in Dongfang 1-1 Gas Field. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 38(4):95—100(in Chinese with English abstract).
- Han, H.W., Zhang, J.G., Zhang, J.F., et al., 2010. A Study on Phase of  $\text{CO}_2$  Pools Underground, Jiyang Depression. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 40(3):493—496(in Chinese with English abstract).
- Hao, Y.H., 1999. Effect of Investigation Radius in a Gas Well on Deliverability Equation. *Xinjiang Petroleum Geology*, 20(1):53—55(in Chinese with English abstract).
- Hao, Y.H., Wang, F.Y., 2000. Influence of Formation pressure Decrease on the Productivity Equation and Open-Flow Capacity of Gas Well. *Natural Gas Industry*, 20(1):71—73(in Chinese with English abstract).
- He, Z.X., Hao, Y.H., 2001. Analysis of Effects of Permeability on Gas Well Productivity Equation and Open Flow Capacity. *Petroleum Exploration and Development*, 28(5):46—49(in Chinese with English abstract).
- Li, G.F., Li, H.T., Wang, W.Q., et al., 2008. Factor Analysis on Influence of Gas Well Productivity. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 10(1):18—21(in Chinese with English abstract).
- Li, X.F., Zhuang, X.Q., Gang, T., et al., 2001. Comprehensive Appraisal and Selection for Gas Compressibility Factor Calculating Model. *Oil Drilling & Production Technology*, 23(2):42—46(in Chinese with English abstract).
- Li X.F., Ren, M.P., Xu, Z.Z., et al., 2010. A High-Precision and Whole Pressure Temperature Range Analytical Calculation Model of Natural Gas Z-Factor. *Oil Drilling & Production Technology*, 32(6):57—62(in Chinese with English abstract).
- Liao, D.Y., Bian, F.X., Lin, P., 2006. Deliverability Analytical Approach of Gas Well. *Natural Gas Industry*, 26(2):100—101(in Chinese with English abstract).

- Ma, Y.X., Xiao, Q.H., Mi, H.G., et al., 2017. Influence of Water-Soluble Gas Releasing on Gas-Water Interface for Yinggehai Basin High Temperature and Overpressured Gas Field. *Earth Science*, 42(8): 1340–1347(in Chinese with English abstract).
- Tang, H.J., Xu, C.B., Tang, H., 2011. Research and Progress in Gas Well Productivity Prediction. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 18(5):11–15(in Chinese with English abstract).
- Tian, D.M., Jiang, T., Zhang, D.J., et al., 2017. Genesis Mechanism and Characteristics of Submarine Channel: A Case Study of the First Member of Yinggehai Formation in Ledong Area of Yinggehai Basin. *Earth Science*, 42(1): 130–141(in Chinese with English abstract).
- Xiang, Z.P., Xie, F., Zhang, J., et al., 2009. The Influence of Stress Sensitivity of Abnormal High Pressure and Low Permeability Gas Reservoir on the Deliverability of a Gas Well. *Natural Gas Industry*, 29(6):83–85(in Chinese with English abstract).
- Yang, B., Jiang, H.Q., Chen, M.F., et al., 2008. Deliverability Equation for Stress-Sensitive Gas Reservoir. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 30(5):158–160(in Chinese with English abstract).
- Yang, S.L., Wang, X.Q., Wang, D.G., et al., 2005. Experiment and Model of Rock Stress-Sensitivity for Abnormal High Pressure Gas Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 25(2):107–109(in Chinese with English abstract).
- Yang, Z.H., Li, Z.P., Chen, K., et al., 2015. New Method and Application for Deliverability Decline Analysis: Taking Daniudi Tight Area Reservoir as an Example. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 22(4):484–487(in Chinese with English abstract).
- Yuan, B.L., Yang, Z.Q., Wu Q., et al., 2016. Stress-Sensitivity Characteristics and Its Main Controlling Factors of the Reservoirs in DF13 Area, Yinggehai Basin. *Science Technology and Engineering*, 16(5): 60–64(in Chinese with English abstract).
- Zhang, G.D., Li, M., Bai D.L., 2005. Practical Calculating Model of Gas Deviation Factor with High and Super-high Pressure. *Natural Gas Industry*, 25(8): 79–81(in Chinese with English abstract).
- Zhang, H., Wang, L., Wang X.G., et al., 2017. Productivity Analysis Method for Gas-Water Wells in Abnormal Overpressure Gas Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 44(2):258–262(in Chinese with English abstract).
- 郭晶晶, 张烈辉, 涂中, 2010. 异常高压气藏应力敏感性及其对产能的影响. *特种油气藏*, 17(2):79–81.
- 郭平, 张俊, 杜建芬, 等, 2007. 采用两种实验方法进行气藏岩芯应力敏感研究. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 29(2):7–9.
- 郭平, 赵梓寒, 汪周华, 等, 2016. 应力敏感对东方 1-1 气田开发指标的影响. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 38(4):95–100.
- 韩宏伟, 张金功, 张建锋, 等, 2010. 济阳拗陷二氧化碳气藏地下相态特征研究. *西北大学学报(自然科学版)*, 40(3):493–496.
- 郝玉鸿, 1999. 气井探测半径对产能方程的影响. *新疆石油地质*, 20(1):53–55.
- 郝玉鸿, 王方元, 2000. 地层压力下降对气井产能方程及无阻流量的影响分析. *天然气工业*, 20(1):71–73.
- 何自新, 郝玉鸿, 2001. 渗透率对气井产能方程及无阻流量的影响分析. *石油勘探与开发*, 28(5):46–49.
- 李国锋, 李海涛, 王文清, 等, 2008. 影响气井产能的主要因素分析. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 10(1):18–21.
- 李相方, 任美鹏, 胥珍珍, 等, 2010. 高精度全压力全温度范围天然气偏差系数解析计算模型. *石油钻采工艺*, 32(6):57–62.
- 李相方, 庄湘琦, 刚涛, 等, 2001. 天然气偏差系数模型综合评价与选用. *石油钻采工艺*, 23(2):42–46.
- 廖代勇, 边芳霞, 林平, 等, 2006. 气井产能分析的发展研究. *天然气工业*, 26(2):100–101.
- 马勇新, 肖前华, 米洪刚, 等, 2017. 莺歌海盆地高温高压气藏水溶气释放对气水界面的影响. *地球科学*, 42(8):1340–1347.
- 唐洪俊, 徐春碧, 唐皓, 2011. 气井产能预测方法的研究与进展. *特种油气藏*, 18(5):11–15.
- 田冬梅, 姜涛, 张道军, 等, 2017. 海底水道特征及其成因机制: 以莺歌海盆地乐东区莺歌海组一段为例. *地球科学*, 42(1):130–141.
- 向祖平, 谢峰, 张剪, 等, 2009. 异常高压低渗透气藏储层应力敏感对气井产能的影响. *天然气工业*, 29(6):83–85.
- 杨滨, 姜汉桥, 陈民锋, 等, 2008. 应力敏感气藏产能方程研究. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 30(5):158–160.
- 杨胜来, 王小强, 汪德刚, 等, 2005. 异常高压气藏岩石应力敏感性实验与模型研究. *天然气工业*, 25(2):107–109.
- 杨志浩, 李治平, 陈奎, 等, 2015. 产能递减分析新方法及应用: 以大牛地致密气藏为例. *断块油气田*, 22(4):484–487.
- 袁丙龙, 杨朝强, 吴倩, 等, 2016. 莺歌海盆地 DF13 区储层应力敏感特征及主控因素. *科学技术与工程*, 16(5):60–64.
- 张国东, 李敏, 柏冬岭, 2005. 高压超高压天然气偏差系数实用计算模型—LXF 高压精度天然气偏差系数解析模型的修正. *天然气工业*, 25(8):79–81.
- 张辉, 王磊, 汪新光, 等, 2017. 异常高压气藏气水两相流井产能分析方法. *石油勘探与开发*, 44(2):258–262.

#### 附中文参考文献

- 成涛, 陈建华, 阮洪江, 等, 2016. 海上异常高温高压气藏产能评价方法. *石油钻采工艺*, 38(6):832–836.