

文章编号: 1006-2467(2023)S1-0030-07

DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.S1.24

# 多因素约束的低孔渗基质砂岩气藏 测试生产压差模型

邱 康

(中石化海洋石油工程有限公司, 上海 200120)

**摘 要:** 选择合理的地层测试生产压差时, 一般需要考虑井下安全、管柱安全、施工效率等多方面因素。对于低孔渗基质砂岩而言, 还需要考虑尽可能地解除近井地带污染、减少应力敏感性和储层伤害等, 以获得更高、更准确的产能数据。针对上述要求, 在研究基质砂岩储层敏感性的基础上, 分析了考虑应力敏感性后井周渗流场和应力场的变化, 并从井壁稳定、侵入物返排、产能约束 3 个方面建立了多因素约束的低孔渗基质砂岩气藏测试生产压差模型。现场应用结果表明, 该模型能够较好地指导低孔渗基质砂岩气藏测试生产压差的选择, 可为测试压差的设计提供理论基础。

**关键词:** 低孔渗; 基质砂岩; 测试生产压差; 应力敏感性; 井壁稳定; 产能约束

中图分类号: TE 273

文献标志码: A

## Drawdown Pressure Model of Low Porosity and Permeability Matrix Sandstone Gas Reservoir Test with Multi-Factor Restrictions

QIU Kang

(Sinopec Offshore Oil Engineering Co., Ltd., Shanghai 200120, China)

**Abstract:** When selecting the drawdown pressure during drill stem test (DST), it is generally necessary to consider various factors such as downhole safety, pipe string safety, construction efficiency, etc. For low porosity and permeability matrix sandstone formation, it is also necessary to consider removing near-well pollution as much as possible, reducing stress sensitivity and reservoir damage, etc. in order to obtain more accurate productivity data. Considering the requirements above, and based on the study of the sensitivity of matrix sandstone reservoir, in this paper, changes of the permeability field and stress field are analyzed around the well after considering the stress sensitivity, and a multi-factor drawdown pressure model of low porosity and permeability matrix sandstone gas reservoir test is established from three aspects, including wellbore stability, invasion backflow, and productivity restriction. The field application results show that this model can guide the selection of drawdown pressure of low porosity and permeability matrix sandstone gas reservoir, and provide a theoretical basis for the design of DST drawdown pressure.

**Key words:** low porosity and permeability; matrix sandstone; drill stem test (DST); drawdown pressure; stress sensitivity; well stability; productivity restriction

随着勘探开发的深入发展, 低孔渗资源逐步成为国内油气开发新的主场。受限于低孔渗储层的矿

物含量、孔渗条件、孔隙结构等特殊性的, 在选择合理的测试压差范围时, 除了需要常规孔渗条件下的井

收稿日期: 2023-07-07 修回日期: 2023-07-25 录用日期: 2023-08-22

作者简介: 邱 康 (1983-), 高级工程师, 现主要从事石油与天然气工程相关研究。

电话 (Tel.): 021-20896646; E-mail: qiuk. shhy@sinopec.com.

下安全、管柱安全、施工效率<sup>[1-2]</sup>,还需要更加关注近井地带的污染接触、应力敏感性、储层伤害等。同时,需要考虑不同压差对产能的影响,既不能压差过大,导致地层出砂或井壁垮塌,又需要保持一定压差,确保侵入地层的固相颗粒有效地返排<sup>[3]</sup>。同时,压差在满足测试制度要求的前提下,需要兼顾测试产能的影响。本文在东海西湖凹陷低孔渗基质砂岩岩心微观特性、渗流特征等室内实验基础上,研究了基质砂岩储层敏感性,分析了考虑应力敏感性后井周渗流场和应力场的变化,并从井壁稳定、侵入物返排、产能约束 3 个方面建立了多因素约束的低孔渗基质砂岩气藏测试生产压差模型。

1 低孔渗基质砂岩储层敏感性评价

研究人员对低孔渗砂岩储层应力敏感性开展了大量的研究,虽然仍存在部分争议<sup>[4-6]</sup>,但普遍的观点是低孔渗基质砂岩储层具有较为强烈的应力敏感性,岩石骨架类型、胶结、填充物等可能是影响应力敏感性的主控因素<sup>[7-11]</sup>。本文室内实验样品来源于东海西湖凹陷花港组下段,以及平湖组的细砂岩和粉砂岩。样品的渗透率范围为 0.01~5 mD (1 mD=9.87×10<sup>-4</sup> μm<sup>2</sup>),电镜扫描显示该部分孔渗砂岩样品较为致密,颗粒之间压实紧密,颗粒以凹凸接触为主,微裂缝不发育,但孔隙中填充物以伊利石、绿泥石等相对较软物质为主,如图 1 所示。在受净覆压时变形,渗透率容易降低,这部分填充物的变形可能是不可逆渗透率损失的主要因素。

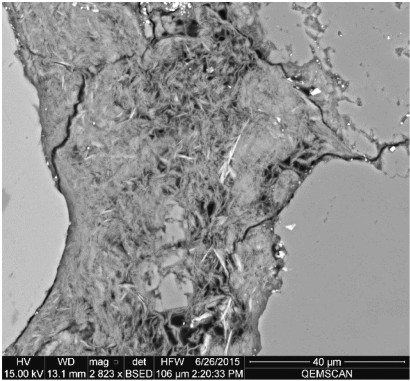


图 1 某样本电镜扫描图

Fig. 1 A sample of electron microscope scanning

本次研究共采用了 20 组低孔渗砂岩样品进行应力敏感性实验,参照石油行业标准 SY/T5358—2002,采用设备为中国石油大学(北京)的高温高压岩石三轴仪/瞬时脉冲渗透率仪(GCTS)。从典型卸载试验曲线来看,如图 2 所示,随着净围压升高,岩样的渗透率迅速降低,并趋于某个渗透率值;而当净

围压降低时,渗透率开始回升,回升的速度要低于降低的速度,并且在初始净围压位置有明显的渗透率差值,表明该岩样渗透率出现了不可恢复的损伤。不同渗透率岩样在净围压升高(加载)或降低(卸载)时,渗透率的变化差异较大。

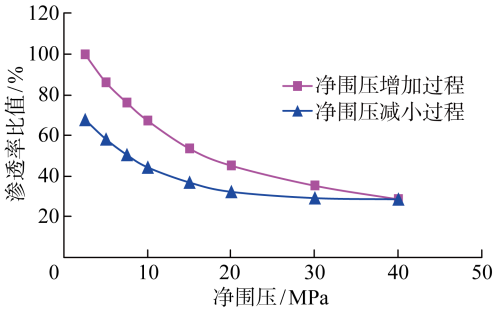


图 2 渗透率随净围压变化的变化规律( $K_0=0.0368$  mD)

Fig. 2 Variation of permeability with net confining pressure ( $K_0=0.0368$  mD)

采用包括线性、指数、多项式、对数等多种函数<sup>[12]</sup>对实验数据进行拟合后发现,指数模型拟合精度最高,即  $K(p) = K_0 e^{-\alpha(p_e - p)}$ 。其中:  $K(p)$ 、 $p_e - p$  为试验采集数据; $K_0$  为岩心气测渗透率; $\alpha$  为应力敏感系数。拟合精度见表 1,利用指数模型进行拟合

表 1 应力敏感系数及校正决定系数

Tab. 1 Stress sensitivity coefficient and correction determination coefficient

样品号	井深/m	原始渗透率/ mD	应力敏感 系数	校正决定 系数
A-1	3 537.84	0.244 9	0.049 23	0.906 32
A-2	3 537.91	0.471 7	0.058 38	0.897 95
A-3	4 615.00	0.051 6	0.029 33	0.942 41
A-4	4 615.03	0.064 2	0.045 47	0.915 53
A-5	4 614.88	0.027 2	0.049 32	0.956 18
A-6	4 614.90	0.036 8	0.035 83	0.966 83
A-7	3 868.76	0.010 4	0.075 96	0.371 92
A-8	3 868.79	0.010 6	0.021 41	0.482 70
A-9	4 107.19	3.065 0	0.043 18	0.776 55
A-10	4 107.29	2.320 0	0.072 03	0.836 05
A-11	4 200.02	2.994 0	0.045 42	0.950 29
A-12	4 200.12	2.442 0	0.056 97	0.963 57
A-13	4 344.84	3.760 0	0.077 58	0.893 82
A-14	4 344.94	2.672 0	0.087 37	0.932 39
A-15	3 959.66	0.149 6	0.092 48	0.925 53
A-16	4 651.48	0.203 3	0.070 07	0.946 54
A-17	4 017.46	0.099 4	0.141 21	0.869 62
A-18	4 017.58	0.035 3	0.104 67	0.860 83
A-19	4 017.59	0.038 8	0.058 33	0.951 38
A-20	4 017.66	0.040 8	0.039 40	0.900 13

时,绝大多数样本校正决定系数大于或接近 0.9,总体拟合精度较高,说明应力敏感性指数模型能够很好地模拟东海西湖凹陷低孔渗储层应力敏感性.

2 考虑应力敏感性的低孔渗储层渗流及应力场

不同于钻完井过程,测试时,井底流压低于地层压力,地层流体流向井内,渗流产生附加应力场会引起井周应力场的变化.对于低孔渗气井而言,井周围岩的渗透率会随着有效上覆岩层压力增加而降低,即应力敏感性,这种变化改变了井周的渗流场孔隙压力分布,会加剧压力“漏斗”.

目前,研究应力敏感性规律,通常有两种方法:一是利用流固耦合来描述应力场和渗流场的耦合;二是采用渗透率变异模数来近似模拟.后一种方法比较便捷,实用性更强.渗透率变异模数模型通常是建立在室内实验的基础上,现有多种模型来描述压敏规律,常用的包括指数模型、幂律模型、多项式模型及分段模型等<sup>[12]</sup>.其中,指数模型被认为是渗透率变异模型中,最接近实验结果和现场实际的.考虑应力敏感性后,定井底压力生产时,渗流方程为

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{K(p)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0 \tag{1}$$

边界  $p|_{r=r_w} = p_w, \quad p|_{r=r_e} = p_e$   
式中: $\mu$  为天然气平均黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $r_w$ 、 $r_e$  分别为井眼半径和泄流半径,  $\text{m}$ ;  $p_w$ 、 $p_e$  为井底流压、原始地层压力,  $\text{MPa}$ .

求解该方程即可得到考虑应力敏感性后,近井的孔隙压力分布公式:

$$p_p = p_e + \frac{1}{\alpha} \ln \left[ \left( e^{-\alpha(p_e - p_w)} - 1 \right) \frac{\ln(r/r_w)}{\ln(r_w/r_e)} + 1 \right] \tag{2}$$

近井的孔隙压力分布如图 3 所示,可以看出,应力敏感性越小,压力分布曲线会越接近线性 Darcy 压力分布;相对于线性 Darcy 流,考虑应力敏感性后,压差损耗在井壁附近更多,且应力敏感系数越大,近井区域的压力损耗就越大.这种渗流压力变化,将会很大程度地改变井周的应力分布,进而影响井壁的稳定.

对于测试过程,由于井底流压的降低,特别是对于低孔渗砂岩气藏,为了求取产能,井底流压一般较小,井周近井部分围岩不可避免地进入塑性状态,此时不能简单采用弹性模型来描述井周应力.同时考虑到在非均匀地应力作用下,塑性区为椭圆形,求解比较困难,特别是考虑非达西渗流的情况下,可做如下简化:

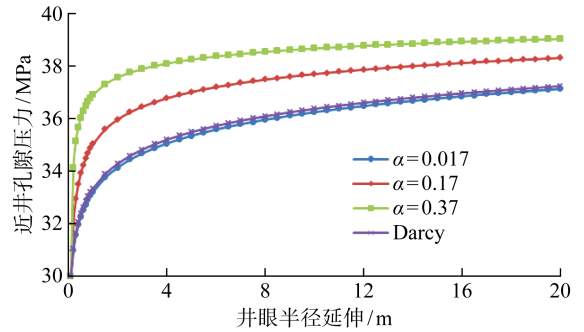


图 3 考虑敏感性的近井孔隙压力分布 ( $r_w=0.1 \text{ m}$ ,  $r_e=200 \text{ m}$ ,  $p_w=30 \text{ MPa}$ ,  $p_e=40 \text{ MPa}$ )

Fig. 3 Near-wellbore pore pressure distribution considering sensitivity ( $r_w=0.1 \text{ m}$ ,  $r_e=200 \text{ m}$ ,  $p_w=30 \text{ MPa}$ ,  $p_e=40 \text{ MPa}$ )

(1) 将非均匀地应力简化为均匀地应力,即  $\sigma_0 = (\sigma_H + \sigma_h)/2$ , 其中:  $\sigma_0$ 、 $\sigma_H$ 、 $\sigma_h$  分别均匀地应力、最大地应力、最小地应力,  $\text{MPa}$ .

(2) 岩石进入塑性以后,孔隙度、渗透率并不变化.

此时考虑地层尺寸远远大于井筒的尺寸,可以将井周应力场模型简化为厚壁筒模型,平衡方程可以简化为<sup>[13]</sup>

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \tag{3}$$

式中:  $\sigma_r$ 、 $\sigma_\theta$  分别为径向、切向应力,  $\text{MPa}$ .

在理想弹塑性模型的假设下,塑性区每一点都满足摩尔库伦准则:

$$\sigma_\theta = \sigma_r N^2 - (N^2 - 1) \gamma p_p + 2CN \tag{4}$$

式中:  $N = \tan(\pi/4 + \varphi/2)$ ;  $C$  为岩石的内黏聚力,  $\text{MPa}$ ;  $\varphi$  为岩石的内摩擦角,  $^\circ$ ;  $\gamma$  为有效应力系数.

将式(4)代入式(3),可以得到

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + A \frac{\sigma_r}{r} - \frac{D}{r} = -B \frac{p_p}{r} \tag{5}$$

式中:  $A = 1 - N^2$ ;  $B = \gamma(1 - N^2)$ ;  $D = 2CN$ . 根据边界条件  $r = r_w$ 、 $\sigma_r = p_w$ , 积分可得井周塑性区的应力分布:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r^p &= \frac{2CN}{1 - N^2} - \gamma(1 - N^2)r^{N^2-1} \times \\ &\quad \int_R^r p_p r^{-N^2} dr + \left( p_w - \frac{2CN}{1 - N^2} \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^{N^2-1} \\ \sigma_\theta^p &= \frac{2CN}{1 - N^2} - \gamma(1 - N^2)r^{N^2-1} \int_R^r p_p r^{-N^2} dr + \\ &\quad N^2 \left( p_w - \frac{2CN}{1 - N^2} \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^{N^2-1} + \gamma(1 - N^2) p_p \end{aligned} \right\} \tag{6}$$

在塑性区的外边界 ( $r = R_p$ ) 上,

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r^p &= \frac{2CN}{1-N^2} - \gamma(1-N^2)r^{N^2-1} \int_R^{R_p} p_p r^{-N^2} dr + \\ &\left( p_w - \frac{2CN}{1-N^2} \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^{N^2-1} \\ \sigma_\theta^p &= \frac{2CN}{1-N^2} - \gamma(1-N^2)r^{N^2-1} \int_R^{R_p} p_p r^{-N^2} dr + \\ &N^2 \left( p_w - \frac{2CN}{1-N^2} \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^{N^2-1} + \gamma(1-N^2)p_p \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

假设岩石的孔隙度与渗透率不会因为岩石进入塑性后产生变化,在均匀地应力情况下,弹性区的径向应力和轴向应力可以表示为

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r^e &= \left( 1 - \frac{R_p^2}{r^2} \right) \sigma_0 + \frac{R_p^2}{r^2} \sigma_r^p(R_p) + \\ &\frac{2\eta}{r^2} \int_{R_p}^r r' \Delta p_p(r') dr' \\ \sigma_\theta^e &= \left( 1 + \frac{R_p^2}{r^2} \right) \sigma_0 - \frac{R_p^2}{r^2} \sigma_r^p(R_p) - \\ &\frac{2\eta}{r^2} \int_{R_p}^r r' \Delta p_p(r') dr' + 2\eta \Delta p_p(r) \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

在弹性区的内边界上 ( $r = R_p$ ), 切向应力与径向应力分别为

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r^e &= \sigma_r^p(R_p) \\ \sigma_\theta^e &= 2\sigma_0 + 2\eta \Delta p_p(R_p) \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

在弹塑性边界上, 切向应力与径向应力均相等, 联合式(7)与式(9), 并左右相加后, 可得

$$\begin{aligned} 2\sigma_0 + 2\eta \Delta p_p(R_p) &= \frac{4CN}{1-N^2} + \\ &\gamma(1-N^2)R_p^{N^2-1} \int_R^{R_p} p_p r^{-N^2} dr - \\ &(1-N^2) \left( p_w - \frac{2CN}{1-N^2} \right) \left( \frac{R}{R_w} \right)^{N^2-1} + \\ &\gamma(1-N^2)p_p \end{aligned} \quad (10)$$

求解式(10)可以求得塑性半径  $R_p$ , 可以看出塑性半径的大小由岩石本身的强度特性、孔隙压力、地应力、井底压力等因素的共同决定。

将式(7)与式(9)联合后, 亦可得到塑性区外边界, 即弹性区内边界径向应力为

$$\sigma_{R_p}^p = \frac{2\sigma_0 - 2CN - \gamma(1-N^2)p_p + 2\eta \Delta p_p(R_p)}{N^2 - 1} \quad (11)$$

将式(11)代入式(8)中, 即可以得到弹性区的径向应力与切向应力。

### 3 考虑应力敏感性的低孔渗储层测试压差模型

对于低孔渗基质砂岩气藏, 需要考虑不同压差对产能的影响, 既不能压差过大, 导致地层出砂或井

壁垮塌, 又需要保持一定压差, 确保侵入地层的固相颗粒有效地返排。同时, 压差在满足测试制度要求的前提下, 需要兼顾测试产能的影响。

在考虑出砂或井壁稳定时, 由于测试过程井周弹塑性状态, 可以选择塑性半径 ( $R_p$ ) 作为判断井壁是否稳定的判断条件。假设  $R_p$  为一定值, 通过式(10), 即可以求出对应的井底流压  $p_w$ , 此时对应的测试压差为

$$\Delta p = p_p - p_w \quad (12)$$

在考虑测试压差对产能影响时, 按照应力敏感为指数模型, 在定井底压差的无限大边界条件下, 考虑应力敏感性影响的气井渗流模型为

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{K(p)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0 \quad (13)$$

对应的边界条件为:  $p|_{r=r_w} = p_w$ ;  $p|_{r \rightarrow \infty} = p_e$ 。

结合达西公式及气体状态方程, 可以得到应力敏感条件下的稳态产能计算公式为<sup>[14-15]</sup>

$$Q = \frac{1549 \cdot 2K_0 h e^{-\beta p_e}}{Z \mu T \ln(r_e/r_w)} \times \left[ \frac{1}{\beta} (p_e e^{\beta p_e} - p_w e^{\beta p_w}) - \frac{1}{\beta^2} (e^{\beta p_e} - e^{\beta p_w}) \right] \quad (14)$$

式中:  $K_0$  为初始渗透率;  $h$  为储层厚度;  $\beta$  为应力敏感系数;  $p_e$  为储层原始压力;  $p_w$  为井内压力;  $r_e$  为有效供液半径;  $r_w$  为井眼半径;  $\mu$  为气体黏度;  $T$  为储层温度;  $Z$  为天然气平均偏差因子。

考虑应力敏感时, 井底流压与产量关系如图 4 所示。

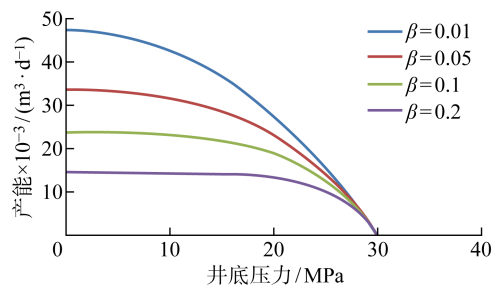


图 4 考虑应力敏感时, 井底流压与产量关系

Fig. 4 The relationship between bottom hole pressure and production (considering sensitivity)

由图 4 可见, 随着井底压力的降低, 生产压差增加, 产能增加; 当井底压力降低到一定程度后, 产能逐步趋向于某个值; 并且随着应力敏感系数的增加, 产能更早的趋向某值。此时, 在继续降低井底压力, 对于产能的影响已经很小, 这种现象可以为测试压差的选择提供一个上限, 即可以采用产能随井底压



力变化趋势来确定合理的生产压差:

$$m = \left| \frac{dQ}{dp_w} \right| = \frac{1}{Z\mu T \ln(r_e/r_w)} \frac{549.2 K_0 h e^{-\beta p_e}}{p_w e^{-\beta p_w}} \quad (15)$$

式中:  $m$  一般取 100 左右, 通过该公式即可得到考虑该因素下的最小井底流压. 代入式(12), 可以得到考虑产能变化的测试压差.

在考虑侵入物返排时, 需要足够的生产压差使产出气体能够携带出侵入的固体颗粒. 尽可能地恢复井周原始渗透条件, 对固相颗粒状侵入物, 在层流条件下的拖曳力为<sup>[16]</sup>

$$F_D = C_D \rho v^2 \quad (16)$$

式中: 拖曳系数  $C_D = \frac{1}{f N_{Re}}$ ; 雷诺数  $Re = \frac{\rho v \delta}{\mu}$ ;  $\rho$  为流体密度,  $g/cm^3$ ;  $v$  为流体速度,  $m/s$ ;  $f$  为颗粒产状, 对于球形  $f = 1$ ;  $\delta$  为地层岩石孔隙大小特征值(一般为 2 倍平均孔隙半径).

整理后, 可以得到拖曳力另一种表达方式:

$$F_D = \frac{\eta \mu}{f \delta} \quad (17)$$

对于裸眼直井而言, 流体速度为

$$v = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (18)$$

将式(18)代入式(17)中, 可以得到直井拖曳力的表达式:

$$F_D = \frac{K}{f \delta} \frac{dp}{dr} \quad (19)$$

将式(2)代入式(19), 可以得到裸眼直井的拖曳力方程:

$$F_D = \frac{K_0}{f \delta \alpha} \frac{r_e}{r} \frac{e^{-\alpha(p_e - p_w)} - 1}{\ln(r_w/r_e)} \quad (20)$$

引入污染半径  $r_p$ , 并将式(12)代入, 在污染半径处的临界拖曳力为

$$F_{D_{eri}} = \frac{K_0}{f \delta \alpha} \frac{r_e}{r_p} \frac{e^{-\alpha \Delta P} - 1}{\ln(r_w/r_e)} \quad (21)$$

求解式(21), 即可得到低孔渗气藏测试压差模型<sup>[3]</sup>:

$$\Delta p = -\frac{1}{\alpha} \ln \left[ \frac{F_{D_{eri}} f \delta \alpha r_p \ln(r_e/r_w)}{K_0 r_e} + 1 \right] \quad (22)$$

如果污染半径和临界拖曳力已知, 即可以获得低孔渗气藏测试时井周固态侵入物返排所需最小测试压差. 与以往模型比较, 该模型通过确定侵入固体返排所需要的临界拖曳力, 得到了侵入固体返排需要的最小压差, 该压差是测试时井周清洁所需要的最小生产压差, 即低孔渗气藏测试压差的下限. 如果低于该压差, 侵入固体将得不到有效的清洁, 影响测试产能和地层数据获取, 甚至导致测试失败.

在实际应用中, 考虑侵入物返排的测试压差作

为压差选择的下限, 考虑井壁稳定和测试压差对产能影响的测试压差的较小值作为压差选择的上限, 这样既能有效地清理井周污染, 又不至于导致井壁失稳或出砂, 并且能够通过产能约束提高测试效率.

## 4 现场应用

XX3 井是位于东海陆架盆地西湖凹陷西次凹中部的一口预探井, 井型为直井, 本井对 H5~H7 层进行裸眼测试, 测试层段为 4 571.58~4 770.00 m, 测井解释渗透率为 0.02~0.2 mD, 实测地层压力 43.79 MPa, 采取了二开二关的工作制度. 利用本文建立的测试压差计算模型对该井段合理压差进行了计算(见图 5), 推荐测试压差为 6.5~28 MPa 之间.

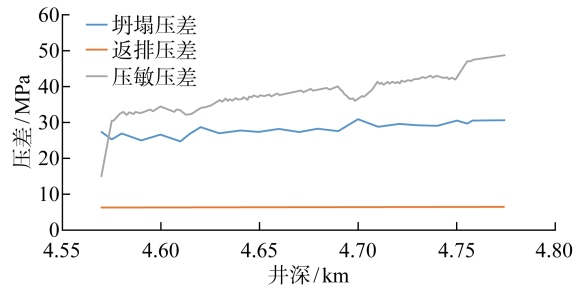


图 5 XX3 井测试压差解释结果

Fig. 5 Interpretation of test pressure difference results (well XX3)

在本井实际测试过程中, 测试压差范围为 22.7~33.7 MPa, 3 个压差分别为 24.1、22.7 和 33.7 MPa, 对应的产量分别为 300 m<sup>3</sup>/d、1 300 m<sup>3</sup>/d、微量. 虽然未能获得工业油气流, 但施工过程及结果来看, 前两个压差在设计压差范围以内. 通过第 1 个压差放喷有效地排除了地层侵入物, 改善了井周围岩渗流条件; 第 2 个压差有所降低, 但是得到的产能比第 1 个压差值大; 第 3 个压差高于设计压差, 但是未能有效地获得产能的增加, 说明该压差虽然高于前 2 个压差, 但是导致地层渗透条件变差, 并未获得更高的产能. 总体来看, 通过本文建立的压差模型符合实际施工现象, 可以为该类低孔渗砂岩气藏测试压差选择提供依据.

## 5 结论与建议

本文在东海西湖凹陷低孔渗基质砂岩岩心微观特性、渗流特征等室内实验基础上, 研究了基质砂岩储层敏感性, 分析了考虑应力敏感性后井周渗流场和应力场的变化, 并从井壁稳定、侵入物返排、产能约束 3 个方面建立了多因素约束的低孔渗基质砂岩

气藏测试生产压差模型,并且通过现场验证了该模型能够有效地为低孔渗基质砂岩气藏的测试提供依据,主要结论有以下 3 点:

(1) 实验涉及的东海低孔渗基质砂岩气藏具有较强的应力敏感性;该类砂岩气藏应力敏感性的主因为以伊利石、绿泥石等相对较软填充物;指数模型能够较好地模拟该类砂岩气藏应力敏感性。

(2) 由于该类砂岩气藏应力敏感性导致井周渗流场和应力场产生了很大变化,需要在测试时充分考虑渗流场和应力场的变化,才能够相对准确地建立测试压差的计算模型。同时,对于其他需要涉及渗流场、应力场的模拟也需要充分考虑到应力敏感性带来的影响。

(3) 该类砂岩气藏测试压差选择不同于常规孔渗砂岩的特点,其原因在于井底流压变化范围比较大,考虑井壁稳定时,要充分考虑井周塑性变形,同时应该特别重视开井负压要能够满足井周清洁的要求。

(4) 本文在研究应力敏感性时,考虑了不同净压对渗透率的影响,但未考虑岩石破坏时全应力应变过程渗透率变化规律,可能对井壁附近渗流状态描述不够全面,需要在下一步工作中研究岩石破坏时全应力应变过程渗透率变化对生产压差的影响。

#### 参考文献:

- [1] 李相方. 高温高压气井测试技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2007: 13-20.  
LI Xiangfang. Testing technology of high temperature and high pressure gas well[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 13-20.
- [2] 李相方, 隋秀香, 谢林峰, 等. 论天然气藏测试生产压差确定原则[J]. 石油钻探技术, 2002, 30(5): 1-3.  
LI Xiangfang, SUI Xiuxiang, XIE Linfeng, *et al.* Discussion on the principals of test pressure difference determination of natural gas reservoir[J]. **Petroleum Drilling Techniques**, 2002, 30(5): 1-3.
- [3] 张海山, 邱康, 李三喜, 等. 基于侵入固相返排的低孔低渗气藏测试压差模型[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(5): 657-660.  
ZHANG Haishan, QIU Kang, LI Sanxi, *et al.* Differential pressure model for testing low-porosity and low-permeability gas reservoir based on discharged invading solids[J]. **Oil Drilling & Production Technology**, 2016, 38(5): 657-660.
- [4] 李传亮, 朱苏阳. 关于应力敏感测试方法的认识误区[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(6): 1-4.  
LI Chuanliang, ZHU Suyang. Misunderstanding of

measuring methods of stress sensibility[J]. **Lithologic Reservoirs**, 2015, 27(6): 1-4.

- [5] 李传亮. 低渗透储层不存在强应力敏感[J]. 石油钻采工艺, 2005, 27(4): 61-63.  
LI Chuanliang. Low permeability rocks are less sensitive to stress[J]. **Oil Drilling & Production Technology**, 2005, 27(4): 61-63.
- [6] 罗瑞兰. 对“低渗透储层不存在强应力敏感”观点的质疑[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(2): 78-80.  
LUO Ruilan. Queries to the viewpoint low permeability reservoirs have not the characteristics of strong stress sensitivity[J]. **Oil Drilling & Production Technology**, 2006, 28(2): 78-80.
- [7] 李松泉, 程林松, 李秀生, 等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 606-612.  
LI Songquan, CHENG Linsong, LI Xiusheng, *et al.* Non-linear seepage flow models of ultra-low permeability reservoirs[J]. **Petroleum Exploration and Development**, 2008, 35(5): 606-612.
- [8] 薛永超, 程林松. 不同级别渗透率岩心应力敏感实验对比研究[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(3): 38-41.  
XUE Yongchao, CHENG Linsong. Experimental comparison study on stress sensitivity of different permeability cores [J]. **Oil Drilling & Production Technology**, 2011, 33(3): 38-41.
- [9] 窦宏恩, 白喜俊. 低渗透和高渗透储层都存在应力敏感性[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(2): 121-124.  
DOU Hongen, BAI Xijun. Stress sensitivity consists in low permeability and middle-high permeability reservoirs[J]. **Oil Drilling & Production Technology**, 2009, 31(2): 121-124.
- [10] 罗瑞兰. 关于低渗致密储层岩石的应力敏感问题: 与李传亮教授探讨[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(2): 126-130.  
LUO Ruilan. Discussion of stress sensitivity of low permeability and tight reservoir rocks[J]. **Oil Drilling & Production Technology**, 2010, 32(2): 126-130.
- [11] HOU B, CUI Z, DING J H, *et al.* Perforation optimization of layer-penetration fracturing for commingling gas production in coal measure strata[J]. **Petroleum Science**, 2022, 19(4): 1718-1734.
- [12] 陈金辉, 康毅力, 游利军, 等. 低渗透储层应力敏感性研究进展及展望[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 182-189.  
CHEN Jinhui, KANG Yili, YOU Lijun, *et al.* Review and prospect about study on stress-sensitivity of low-permeability reservoir [J]. **Natural Gas Geoscience**, 2011, 22(1): 182-189.

[13]

陈勉, 金衍, 张广清. 石油工程岩石力学[M]. 北京: 科学出版社, 2008.  
CHEN Mian, JIN Yan, ZHANG Guangqing. Rock mechanics of petroleum engineering [M]. Beijing: Science Press, 2008.

[14]

李允, 陈军, 张烈辉. 一个新的低渗气藏开发数值模拟模型[J]. 天然气工业, 2004, 24(8): 65-68.  
LI Yun, CHEN Jun, ZHANG Liehui. New model of numeral simulation for development of gas reservoirs with low permeability [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(8): 65-68.

[15]

张建国, 杜殿发, 侯健. 油气层渗流力学[M]. 2 版. 东营: 中国石油大学出版社, 2009.  
ZHANG Jianguo, DU Dianfa, HOU Jian. Seepage mechanics of oil and gas reservoir [M]. 2nd ed. Dongying: China University of Petroleum Press, 2009.

[16]

张公社, 周克厚, 陈恩强, 等. 低渗透地层射孔测试联作的最小测试压差[J]. 江汉石油学院学报, 1999, 21(3): 36-38.  
ZHANG Gongshe, ZHOU Kehou, CHEN Enqiang, et al. Minimum underbalance for perforating well testing operation in lower permeability reservoir [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 1999, 21(3): 36-38.