

·油气采收率·

# 低渗透油藏水平井流入动态分析及举升方式优选

曲占庆<sup>1</sup>,何利敏<sup>1\*</sup>,窦小康<sup>2</sup>,陈小琴<sup>3</sup>,王丽萍<sup>4</sup>,孙永杰<sup>5</sup>

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2.中国石化胜利油田分公司 胜利采油厂,山东 东营 257051;  
3.中国石油华北油田分公司 勘探开发研究院,河北 任丘 062552; 4.中国石化胜利油田分公司 采油工艺研究院,  
山东 东营 257000; 5.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:**流入动态及举升方式是低渗透油藏水平井开发的关键。基于Giger水平井产能公式,采用水电相似原理和保角变换法,推导了低渗透油藏非达西渗流条件下水平井产能预测模型及流入动态方程。现场实例验证结果表明,所建模型计算所得产液量与实际平均产液量的相对误差为2%。低渗透油藏水平井产能影响因素敏感性分析结果表明:水平井流入动态变化规律基本不受启动压力梯度影响;保持地层压力是提高低渗透油藏水平井开发效率的关键,启动压力梯度、渗透率和流体粘度变化系数与产液量成反比,且压力越低影响越明显;当水平井段长度小于400 m时,极限产液量随水平井段长度的增加呈线性增加,当水平井段长度大于400 m时,增幅变缓并最终趋于稳定;结合等级加权法与层次分析法,优选滨348块平1井的最佳举升方式为电潜泵举升。

**关键词:**低渗透油藏 水平井 流入动态 举升方式 层次分析

**中图分类号:** TE348

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)06-0054-07

低渗透油藏的油气储量在中国油气探明储量中所占比例较大,合理有效地开发低渗透油藏对于缓解油气供给矛盾意义重大<sup>[1-2]</sup>。低渗透油藏开发存在诸多难点:储层砂体有效性和连续性差,产液量偏低;地层渗流规律复杂,存在启动压力梯度;天然能量不足,压敏效应严重等<sup>[3-5]</sup>。为此,笔者在Giger水平井产能公式的基础上,推导得到低渗透油藏非达西渗流条件下水平井产能预测模型及水平井流入动态方程,并在此基础上进行敏感性分析,优选得到低渗透油藏水平井举升方式,以期为现场低渗透油藏水平井开发提供依据。

## 1 产能预测模型的建立

在中外学者对水平井产能的大量研究中<sup>[6-11]</sup>, Joshi方法是较为经典的预测低渗透油藏水平井产能的模型,其以Giger水平井产能公式为基础,将水平井三维渗流问题转换为二维平面上椭圆形流动和垂直平面内径向流动<sup>[12]</sup>。

假设条件包括:流体在地层和井筒中为稳态渗流;油藏厚度均匀,顶部及底部有良好隔层;水平井井筒位于油藏中部;储层各向同性;忽略毛管压力

和重力的影响。

将流体在水平井及地层中的渗流分为2部分:流体在水平井外围椭圆边界的渗流和流体在水平井段有效区内的渗流。前者可近似为水平面上的渗流,后者可近似为平面径向流,根据水电相似原理,即用电路来近似描述渗流过程,将2部分渗流阻力近似为电阻进行并联后求解。以该模型为基础,推导得到产能的计算公式。

假设 $z$ 平面上存在一具有椭圆边界的水平井段,为得到椭圆边界渗流阻力的计算公式,先构造茹科夫斯基函数,将 $z$ 平面上的函数映射到 $\omega$ 平面上,即

$$z = \frac{c}{2} \left( \omega + \frac{1}{\omega} \right) \quad (1)$$

式中: $z$ 为 $z$ 平面函数; $c$ 为椭圆焦距, $m$ ;  $\omega$ 为 $\omega$ 平面函数。

$z$ 平面上的椭圆变换为 $\omega$ 平面上半径为 $R$ 的圆,长度为 $L$ 的水平井段变换为同圆心半径为 $r$ 的圆,根据 $z$ 与 $\omega$ 的对应关系,可得

$$R = \frac{2(a+b)}{L} \quad (2)$$

式中: $R$ 为 $\omega$ 平面上圆半径, $m$ ;  $a$ 为 $z$ 平面上椭圆长轴的长度, $m$ ;  $b$ 为 $z$ 平面上椭圆短轴的长度, $m$ ;

收稿日期:2013-08-28。

作者简介:曲占庆,男,教授,博导,从事油气田开发工程方面的研究与教学工作。联系电话:13730981171, E-mail:quzhanq@upc.edu.cn。

\*通讯作者:何利敏,女,在读硕士研究生,从事油气田开发方面的研究。联系电话:15263056197, E-mail:helimin1988@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05051)。

$L$  为  $z$  平面上水平井段长度, m。

$\omega$  平面上 2 个圆之间的势差为

$$\Phi_R - \Phi_r = \ln \frac{2a + \sqrt{4a^2 - L^2}}{L} \quad (3)$$

式中:  $\Phi_R$  为半径为  $R$  处的势;  $\Phi_r$  为半径为  $r$  处的势;  $r$  为  $\omega$  平面中水平井映射的圆的半径, m。

考虑压力梯度的非达西渗流方程为

$$\frac{d\Phi_\omega}{dr} = \frac{K(p)}{\mu(p)} \left( \frac{dp}{dr} - G \right) \quad (4)$$

式中:  $\Phi_\omega$  为  $\omega$  平面势;  $K(p)$  为渗透率函数,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $p$  为压力, MPa;  $\mu(p)$  为粘度函数,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $G$  为启动压力梯度,  $\text{MPa}/\text{m}$ 。

将式(3)代入式(4), 考虑表皮系数, 积分得产液量为

$$q_{\text{ou}} = \frac{0.543K_i}{\mu_i} \times \frac{1 - \exp\left[(\alpha_K - \alpha_\mu)(p - p_c) + (\alpha_K - \alpha_\mu)G(\sqrt{ab} - r_w)\right]}{(\alpha_K - \alpha_\mu) \left( \ln \frac{2a + \sqrt{4a^2 - L^2}}{L} + S_{\text{ou}} \right)} \quad (5)$$

式中:  $q_{\text{ou}}$  为椭圆边界水平井产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $K_i$  为椭圆边界内任一点地层渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\mu_i$  为椭圆边界内任一点地层流体粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\alpha_K$  为渗透率变化系数;  $\alpha_\mu$  为粘度变化系数;  $p_c$  为地层原始压力, MPa;  $r_w$  为井筒半径, m;  $S_{\text{ou}}$  为椭圆边界表皮系数。

由渗流阻力定义得椭圆边界内的渗流阻力为

$$R_{\text{ou}} = \frac{\Delta p}{q_{\text{ou}}} = \frac{\mu_i}{0.543K_i} \times \frac{(\alpha_K - \alpha_\mu) \left( \ln \frac{2a + \sqrt{4a^2 - L^2}}{L} + S_{\text{ou}} \right) (p_c - p_{\text{wl}})}{1 - \exp\left[(\alpha_K - \alpha_\mu)(p - p_c) + (\alpha_K - \alpha_\mu)G(\sqrt{ab} - r_w)\right]} \quad (6)$$

式中:  $R_{\text{ou}}$  为椭圆边界内的渗流阻力,  $\text{MPa}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ ;  $\Delta p$  为地层压力差, MPa;  $p_{\text{wl}}$  为井筒压力, MPa。

在水平井段有效区域内, 水平井相当于底、顶供给边界油藏中的 1 个汇点。为求取水平井段有效区域内渗流阻力, 须先构建变换函数, 即

$$\omega = \exp\left(\frac{\pi}{H}z\right) = \exp\left[\frac{\pi}{H}(x + iy)\right] = \left(\cos\frac{\pi}{H}y + i\sin\frac{\pi}{H}y\right) \exp\left(\frac{\pi}{H}x\right) = \zeta + i\eta \quad (7)$$

式中:  $H$  为供给边界油藏的顶、底间的垂直距离, m;  $x$  为  $z$  平面横坐标变量;  $y$  为  $z$  平面纵坐标变

量;  $\zeta$  为  $\omega$  平面横坐标变量;  $\eta$  为  $\omega$  平面纵坐标变量。

将  $z$  平面上的水平井段有效区域变换成  $\omega$  平面上的  $\eta$  轴右侧的半个平面。水平井井筒位置由  $z$  平面上的原点对应  $\omega$  平面上  $\zeta$  轴上一点  $A$ ,  $\omega$  平面上的势和映射到  $z$  平面的势分别为

$$\Phi_\omega = \frac{q}{0.543} \ln(\omega + 1)(\omega - 1) + C_1 \quad (8)$$

$$\Phi_z = \frac{q}{1.086} \ln \left\{ \left[ \exp\left(\frac{2\pi}{H}x\right) + 1 \right]^2 - 4 \exp\left(\frac{2\pi}{H}x\right) \cos^2 \frac{\pi}{H}y \right\} + C_2 \quad (9)$$

式中:  $q$  为水平井产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $C_1$  和  $C_2$  为常数;  $\Phi_z$  为  $z$  平面的势。

令  $x=0, y=H/2$ , 可以得到水平井段有效区域顶部封闭边界处的势为

$$\Phi_h = \frac{q}{0.543} \ln 2 + C_2 \quad (10)$$

式中:  $\Phi_h$  为封闭边界处的势;  $h$  为水平井到边界的距离, m, 其值为  $H/2$ 。

水平井井壁到边界的半径对应  $\omega$  平面上  $A$  点到原点的距离为

$$r_A = \left| \frac{d(\omega - 1)(\omega + 1)}{dz} \right|_{(0,0)} r_w = \frac{2\pi r_w}{H} \quad (11)$$

式中:  $r_A$  为  $\omega$  平面上  $A$  点到原点的距离, m。

$\omega$  平面上  $A$  点附近的势为

$$\Phi_{\text{wf}} = \frac{q}{0.543} \left( \ln 2 + \ln \frac{2\pi r_w}{H} \right) + C_2 \quad (12)$$

式中:  $\Phi_{\text{wf}}$  为  $\omega$  平面上  $A$  点附近的势。

封闭边界到井壁  $A$  点附近的势差为

$$\Phi_h - \Phi_{\text{wf}} = \frac{K_i}{\mu_i (\alpha_K - \alpha_\mu)} \left\{ 1 - \exp\left[(\alpha_K - \alpha_\mu) \times (p_{\text{wf}} - p_h) + (\alpha_K - \alpha_\mu)G(h - r_w)\right] \right\} \quad (13)$$

式中:  $p_{\text{wf}}$  为井底流压, MPa;  $p_h$  为封闭边界处的压力, MPa。

将式(10)和式(12)分别代入式(13), 并考虑表皮系数, 整理可得

$$q_{\text{in}} = \frac{0.543K_i}{\mu_i} \times \frac{1 - \exp\left[(\alpha_K - \alpha_\mu) \left[ (p_{\text{wf}} - p_h) + G(h - r_w) \right] \right]}{(\alpha_K - \alpha_\mu) \left( \ln \frac{H}{2\pi r_w} + S_{\text{in}} \right)} \quad (14)$$

式中:  $q_{\text{in}}$  为水平井段有效区域的产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $S_{\text{in}}$  为水平井段有效区域表皮系数。

水平井段有效区域内的渗流阻力为

$$R_{in} = \frac{\mu_i}{0.543K_i L} \times \frac{\Delta p(\alpha_k - \alpha_\mu) \left( \ln \frac{H}{2\pi r_w} + S_{in} \right)}{1 - \exp\left\{(\alpha_k - \alpha_\mu) \left[ (p_{wf} - p_h) + G(h - r_w) \right]\right\}} \quad (15)$$

式中:  $R_{in}$  为水平井段有效区域渗流阻力, MPa/( $m^3 \cdot d$ )。

由式(5)和式(14)可得低渗透油藏水平井产液量公式为

$$q = q_{ou} + q_{in} \quad (16)$$

采用数学中常用的缩放法分析其流入动态曲线方程。将油藏在垂向上放大, 假设  $p_h = p_e$ ,  $h = \sqrt{ab}$ , 利用产能方程, 求得其无因次流动方程为

$$\frac{q}{q_{max}} = \frac{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \frac{L^2}{4}}}{\frac{L}{2}}}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \frac{L^2}{4}}}{\frac{L}{2}} + S_{in}} \left[ 1 - A_1 \frac{p_{wf}}{p_e} - A_2 \left( \frac{p_{wf}}{p_e} \right)^2 - A_3 \left( \frac{p_{wf}}{p_e} \right)^3 - A_4 \left( \frac{p_{wf}}{p_e} \right)^4 - A_5 \left( \frac{p_{wf}}{p_e} \right)^5 - A_6 \left( \frac{p_{wf}}{p_e} \right)^6 \right] \quad (17)$$

其中

$$A_1 = M_4 + M_1 \quad (18)$$

$$A_2 = -M_1 M_4 + M_2 \quad (19)$$

$$A_3 = -M_2 M_4 \quad (20)$$

$$A_4 = 1 - M_4 \quad (21)$$

$$A_5 = -M_1(1 - M_4) \quad (22)$$

$$A_6 = M_2(1 - M_4) \quad (23)$$

$$M_1 = \frac{3(\alpha_k - \alpha_\mu)p_e + 2(\alpha_k - \alpha_\mu)^2 p_e \left[ p_e - G(\sqrt{ab} - r_w) \right]}{6M_3} \quad (24)$$

$$M_2 = \frac{(\alpha_k - \alpha_\mu)^2 p_e^2}{M_3} \quad (25)$$

$$M_3 = 1 + \frac{1}{2}(\alpha_k - \alpha_\mu) \left[ p_e - G(\sqrt{ab} - r_w) \right] + \frac{1}{6}(\alpha_k - \alpha_\mu)^2 \left[ p_e - G(\sqrt{ab} - r_w) \right]^2 \quad (26)$$

$$M_4 = \frac{a}{a + \frac{L}{\sqrt{4a^2 - L^2}}} \quad (27)$$

式中:  $q_{max}$  为极限产液量,  $m^3/d$ 。

油藏在垂向上缩小后的无因次流动方程与式(17)一致。

## 2 模型准确性验证及敏感性分析

### 2.1 模型准确性验证

以胜利油区滨348块平1井为例, 验证模型准确性。水平井及地层参数包括: 油藏厚度为60 m, 地层原始压力为12.3 MPa, 泄油面积为0.7 km<sup>2</sup>, 井底流压为6.35 MPa, 储层岩心渗透率为  $16 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 启动压力梯度为0.018 MPa/m, 渗透率变化系数为0.073, 粘度变化系数为0.01, 地层原油密度为0.8 g/cm<sup>3</sup>, 粘度为9.8 mPa·s, 体积系数为1.04。靶点井深为1353 m, 靶点垂深为1296 m, 水平井段垂深为1296 m, 水平井段长度为158.5 m, 水平井井径为0.216 m。

根据式(16)计算得到滨348块平1井的极限产液量为45.81 m<sup>3</sup>/d; 再由式(18)一式(23)计算得到  $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5$  和  $A_6$  分别为0.5916, 0.1353, 0.1056, 0.0415, -0.0067和0.0062; 代入式(17)可计算得到产液量为35.79 m<sup>3</sup>/d。该井25 d的实际平均产液量为36.52 m<sup>3</sup>/d, 计算结果与其的相对误差为2%, 拟合程度较高, 说明所建模型准确可靠。

### 2.2 敏感性分析

以无因次流入动态曲线为基础, 考察启动压力梯度、渗透率变化系数、流体粘度变化系数、表皮系数、水平井段长度和井径等因素对产能的影响。

**启动压力梯度** 低渗透油藏启动压力梯度的存在使得储层流体渗流阻力增大, 由图1可以看出: 启动压力梯度消耗了油藏的驱动能量, 极限产液量随启动压力梯度的增加而减小; 在井底流压相同的条件下, 产液量随启动压力梯度增大而减小; 同一水平井产液量条件下, 启动压力梯度越高则对井底流压要求越低; 水平井流入动态基本不受启动压力梯度变化影响, 高启动压力梯度条件下油井流入动

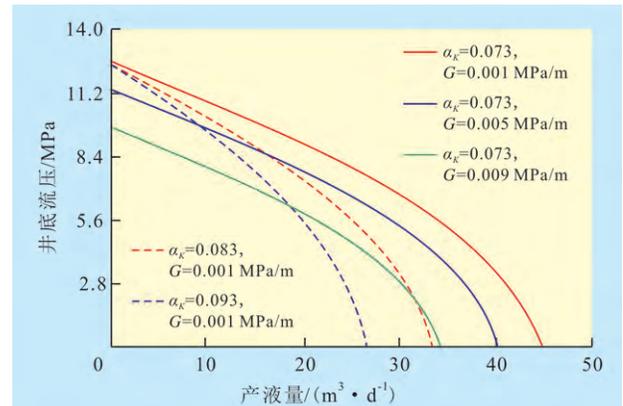


图1 启动压力梯度和渗透率变化系数对水平井流入动态的影响

态向高井底流压方向平移,即可得到低启动压力梯度条件下的流入动态曲线;启动压力梯度使井底流压降低,当井底流压降至泡点压力以下时,气体将会逸出影响油井举升效率。

**渗透率变化系数** 地层压力随着油井的进一步开发而不断降低,储层岩石由于矿物组成的差异性,渗透率随着地层压力的变化而改变。分析渗透率变化系数对水平井流入动态的影响(图1)可见:在其他条件一定的情况下,当井底流压相同时,水平井产液量随渗透率变化系数的增加而减小,且在不同渗透率变化系数条件下,产液量差距随井底流压的减小而变大;在同一渗透率变化系数条件下,产液量随井底流压减小呈上升趋势,且井底流压越低渗透率变化系数对产液量影响越明显。这是因为:渗透率变化归根结底是由地层压力变化引起的,储层流体物性随压力变化发生差异性变化,压力低于泡点压力后单相流变为气液两相流,气相贾敏效应及渗透率对压力的敏感性造成渗透率变化系数越大,对井底流压敏感程度越高。

**流体粘度变化系数** 由流体粘度变化系数对水平井流入动态的影响(图2)可见:产液量降幅随井底流压逐渐降低而越来越大,并且不同流体粘度变化系数下产液量间差异增大。当井底流压较高时,流体粘度变化系数对水平井产液量影响较小,随着井底流压的降低,流体粘度变化系数对水平井流入动态影响程度变大;正负流体粘度变化系数下,水平井流入动态差别较大;当流体粘度变化系数小于0时,水平井产液量对井底流压的敏感程度远大于流体粘度变化系数大于0时。这是因为:当井底流压较高时,储层流体为单相液流,流体粘度变化系数绝对值较小且为正值;而井底流压低于泡点压力时,储层流体变为气液两相流,流体粘度增大,此时流体粘度变化系数转变为负值且绝对值较

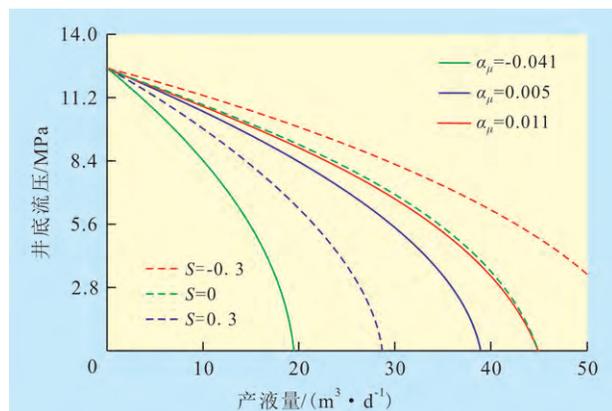


图2 流体粘度变化系数和表皮系数对水平井流入动态的影响

大,流体在通过储层微小孔喉处,由于气体的存在而出现贾敏效应,使得油气渗流阻力剧增,并且阻力作用随气体含量的增加而增大,大大降低了水平井的产液量,说明储层开发过程中保持地层压力非常关键。

**表皮系数** 油藏开发过程中的完井、射孔等作业污染和增产措施对储层渗透率等方面的影响,常用表皮系数来描述。分析表皮系数对油井流入动态的影响(图2)发现:水平井产液量对表皮系数的敏感程度较高;增产作业对水平井产液量提高的改善作用有限,其虽改善了近井地带的渗流条件,使地层压力场重新分布,可能造成产液量的提高,但渗流率变化系数、粘度变化系数等储层及流体物性参数均对压力敏感,它们最终会提高还是降低产液量,需综合考虑各方面因素。

**水平井段长度** 低渗透油藏水平井在开发过程中,产液量与水平井段长度密切相关。水平井段长度与油井极限产液量的关系(图3)表明:当水平井段长度小于400 m时,极限产液量随水平井段长度的增加基本上呈线性增加;当水平井段长度大于400 m时,极限产液量随水平井段长度的增加增幅趋缓。水平井段越长,油井泄油面积越大,但施工成本随之增加,单纯追求极限产液量将失去经济意义;同样,水平井段长度受储层条件、技术水平限制,所以,应综合权衡储层条件和产液量、施工成本、技术手段和经济指标等方面因素,设计最优的水平井段长度。

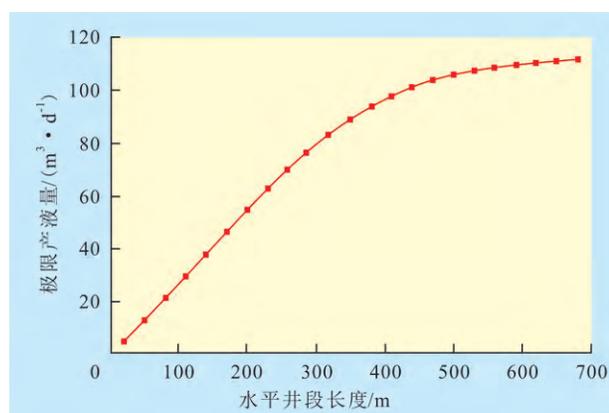


图3 水平井段长度对油井极限产液量的影响

**水平井井径** 由水平井井径与油井极限产液量的关系(图4)可以看出:水平井极限产液量与井径基本呈线性正相关;井径越大,水平井极限产液量越大,但成本也会随之增加。同时,在设计最佳水平井井径时,还须考虑水平井后期作业时的工具配套性。

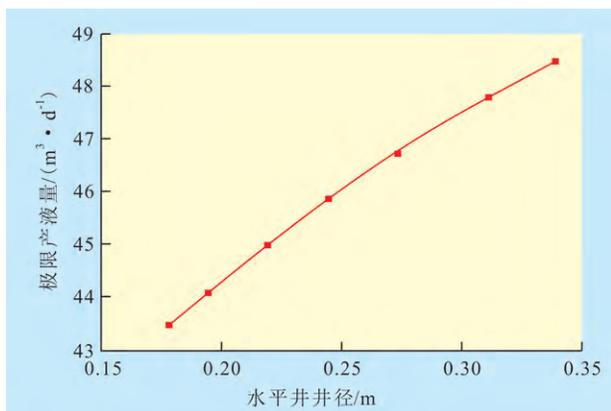


图4 水平井井径对油井极限产液量的影响

### 3 合理举升方式优选

在油田开发过程中,根据储层状况不同有各种不同的举升方式,选取合理有效的举升方式至关重要。笔者以滨348块平1井为例,使用等级加权法与层次分析法相结合的方法优选最佳举升方式。

等级加权法将影响举升方式选择的相关参数分为与可行性有关和与复杂性有关的2类参数,将可行性等级分为最好、好、适合、不好和不可行5个等级,分别用4,3,2,1,0表示;根据复杂程度,分为高、中和低3个等级,分别用3,2,1表示。该方法的特点是只要其中1个参数为0,该举升方法就被剔除;同时,该方法对级数较低的参数十分敏感。根据油井具体情况,将2类参数按照文献[13-14]进行处理,即

$$\begin{cases} X = n \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \\ Y = k \sqrt[k]{\prod_{j=1}^k y_j} \\ Z = \sqrt{XY} \end{cases} \quad (28)$$

式中:  $X$  为与可行性相关的参数;  $n$  为与可行性相关参数的个数;  $x_i$  为与可行性有关参数等级取值;  $Y$  为与复杂性相关的参数;  $k$  为与复杂性相关参数的个数;  $y_j$  为与复杂性有关参数等级取值;  $Z$  为参数的几何平均值。

根据计算结果,将  $Z$  值大的方法作为选择决策。

层次分析法是一种将定性与定量相结合的权重决策分析方法,将问题决策中繁多、复杂的因素按性质特征分为若干层,对层内因素两两进行比较,通过主观权重赋值描述其重要性,其权重应根据实际经济形势和技术状况而定。该方法将决策者的主观判断与客观推理紧密结合起来,适用于解

决决策准则多但不易量化的复杂决策问题,在各个领域决策方案制定中发挥了重要作用。

层次分析法的步骤<sup>[15]</sup>为:①确定因素指标并分层即构建层次分析决策流程;②通过两两比较,构成每一层的比较判断矩阵,确定每个元素指标与其上一层重要性排序,即相对权重;③通过合成确定整个层次结构中每一个元素指标对最终目的的权重,将它们按照重要程度排序。这种计算可以归结为求解矩阵的最大特征根和其对应的特征向量,求解后将特征向量进行归一化处理即为对应元素的权重值;④计算指标层各因素指标对目标层权重,并综合上面计算结果,得到低渗透油藏水平井举升方式选择指标权重体系。

对于水平井举升方式的选择,先构造低渗透油藏水平井采油方式层次分析决策流程(图5),再根据前面所述步骤确定低渗透油藏水平井的最优举升方式。权重体系的最终计算结果为:技术指标权重为0.6,其中检泵周期、检泵时间、产液量适应能力、抗结垢能力、技术配套能力、参数调节难易、检泵工作量和维修难易分别为0.06,0.06,0.12,0.12,0.03,0.03,0.06和0.12;经济指标权重为0.4,其中检泵成本、动力费用、折旧成本、人力成本分别为0.2,0.1,0.05和0.05。

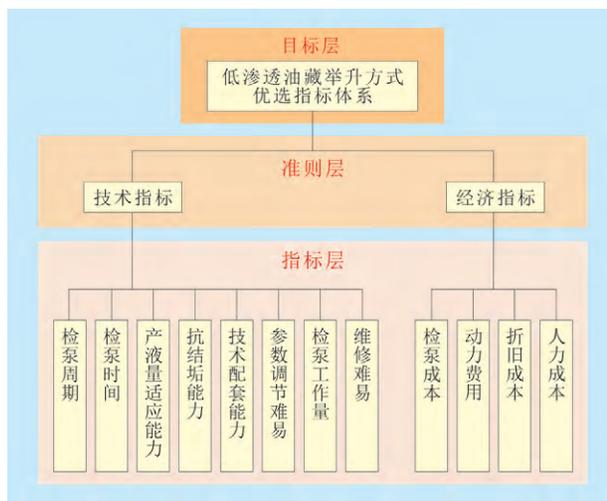


图5 低渗透油藏水平井举升方式层次分析决策流程

以滨348块平1井为例,首先利用等级加权法对举升方式进行优选,各参数的具体分级如表1所示。结果表明,电潜泵举升和水力泵举升为可使用的举升方法;然后利用层次分析法进行优选,先对其原始评价数据(表2)进行归一化处理(表3),将层次分析后的权重体系结果与归一化后的举升方式评价指标数据相乘,得到有杆泵、水力泵、电潜泵、气举、螺杆泵各举升方式适用性总权重分别为

表1 影响举升方式相关参数的具体分级

参数类型	参数名称	有杆泵	电潜泵	水力泵	压气站气举	层内气举	螺杆泵	振动泵	机械举升装置	缆绳举升
可 行 性	高产液量	2	4	2	4	4	2	0	0	0
	中等产液量	3	4	3	4	4	3	2	0	0
	低产液量	4	1	4	0	0	4	4	3	3
	高深度举升	1	3	4	4	4	0	0	0	0
	中等深度举升	3	4	4	4	4	2	2	0	3
	低深度举升	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	无故障周期	2	3	3	3	4	3	2	3	3
	工艺完整性	2	2	3	3	1	2	2	2	2
	方法效率	1	3	3	2	2	3	2	1	1
	斜井适用性	0	3	4	4	4	3	0	0	1
	产出液含水率	2	3	2	2	2	3	3	3	3
	复 杂 性	使用可靠性	2	3	2	2	3	2	1	2
设备简便性		2	3	2	2	3	3	2	2	2
能量利用率		2	3	2	2	1	2	2	1	1
设备机动性		1	3	1	1	2	3	3	2	2
脱乳能力		2	1	2	2	2	3	2	3	3
油井设备简易程度		1	3	1	1	3	3	2	2	2
初期投资效率		2	3	2	2	3	3	3	2	2
金属利用率	1	3	1	1	3	3	3	1	1	

注:产液量大于100 m<sup>3</sup>/d为高产液量,产液量小于3.5 m<sup>3</sup>/d为低产液量,产液量为3.5~100 m<sup>3</sup>/d为中等产液量;举升深度大于3 000 m为高深度举升,举升深度小于1 350 m为低深度举升,举升深度为1 350~3 000 m为中等深度举升。

表2 举升方式原始评价数据

举升方式	检泵成本/ (元·次 <sup>-1</sup> )	动力费用/ 元	折旧成本/ 元	人力成本/ (元·次 <sup>-1</sup> )	检泵周期/ d	检泵时间/ d	产液量 适应能力	抗结垢 能力	技术配套 能力	参数调节 难易	检泵 工作量	维修 难易
有杆泵	50 000	1 110	20 000	1	180	4	0.2	0.6	1	0.5	0.5	1
水力泵	300 000	600	100 000	1	365	3	0.5	0.6	0.5	0.8	0.8	0.8
电潜泵	300 000	220	7 000	0.88	365	5	0.5	0.3	0.5	0.2	0.2	0.5
气举	300 000	10 000	70 000	0.88	215	3	0.8	0.4	0.8	1	1	0.8
螺杆泵	8 000	400	10 000	0.6	200	3	0.6	0.3	0.5	0.6	0.3	0.5

表3 举升方式原始评价数据归一化处理结果

举升方式	检泵成本	动力费用	折旧成本	人力成本	检泵周期	检泵时间	产液量 适应能力	抗结垢 能力	技术配 套能力	参数调 节难易	检泵 工作量	维修 难易
有杆泵	0.129 2	0.089 3	0.157 7	0.168 4	0.135 1	0.222 2	0.451 1	0.133 3	0.303 0	0.161 3	0.178 6	0.277 8
水力泵	0.021 0	0.172 3	0.031 5	0.168 4	0.275 7	0.166 7	0.180 4	0.133 3	0.151 5	0.258 1	0.285 7	0.222 2
电潜泵	0.021 0	0.469 7	0.450 5	0.191 3	0.275 7	0.277 8	0.180 4	0.266 7	0.151 5	0.064 5	0.071 4	0.138 9
气举	0.021 0	0.010 3	0.045 0	0.191 3	0.162 4	0.166 7	0.112 8	0.200 0	0.242 4	0.322 6	0.357 1	0.222 2
螺杆泵	0.807 8	0.258 4	0.315 3	0.280 6	0.151 1	0.166 7	0.075 2	0.266 7	0.151 5	0.193 5	0.107 1	0.138 9

0.205,0.172,0.212,0.166和0.245,层次分析结果表明,对于滨348块平1井低渗透油藏水平井,螺杆泵是其最佳举升方式,其次为电潜泵举升。而等级加权法分析时排除了螺杆泵举升方式,故该井最终选择电潜泵举升。

## 4 结论

以Giger水平井产能公式为基础,基于水电相似原理,利用保角变化方法,推导了低渗透油藏水平

井产能预测方程和油井流入动态方程,经现场数据验证,拟合程度较高。

储层物性对低渗透油藏水平井产能的敏感性分析结果表明:产液量随启动压力梯度的增加而减小,水平井流入动态规律基本不受启动压力梯度的影响;产液量与渗透率变化系数、流体粘度变化系数成反比;渗透率变化系数、流体粘度变化系数对水平井流入动态影响随井底流压的降低逐渐增大,贾敏效应对流入动态影响很大,因此保持地层压力是提高低渗透油藏水平井开发效果的关键。水平井产液量对表皮系数敏感度较高;油井增产作业等使储层压力重新分布,储层及流体物性参数均对压力敏感;以水平井段长度以400 m为界,小于400 m时,极限产液量随水平段长度增加呈线性增加,大于400 m时,极限产液量增幅变缓并最终趋于稳定;水平井极限产液量与井径基本成正比。

利用层次分析法对滨348块平1井的举升方式进行优选分析,得到最优举升方式为螺杆泵举升,其次为电潜泵举升方式,而使用等级加权法优选该井举升方式时排除了螺杆泵举升,因此,滨348块平1井的最优举升方式为电潜泵举升。

#### 参考文献:

[1] 闫存章.低渗透油田开发技术文集[M].北京:石油工业出版社,2008.

- [2] 杜殿发,侯加根,李冬冬,等.低渗透油藏直井水平井联合井网产能公式[J].油气地质与采收率,2012,19(2):64-66,71.
- [3] 安永生,吕亿明,鲁玲,等.特低渗透油藏压裂水平井流入动态研究[J].特种油气藏,2012,19(2):90-92.
- [4] 孙娜.低渗气藏水平井产能影响因素敏感性分析[J].特种油气藏,2011,18(5):96-99.
- [5] 郝明强,胡永乐,李凡华.特低渗透油藏压裂水平井产液量递减规律[J].石油学报,2012,33(2):269-273.
- [6] Borisov.Oil production using horizontal and multiple deviation wells[M].Oklahoma:The R&D Library Translation,1984.
- [7] 何逸凡,廖新维,徐梦雅,等.低渗透气藏压裂水平井产能预测模型及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):93-96.
- [8] Joshi.Augmentation of well production using slant and horizontal wells[R].SPE 15375,1986.
- [9] Giger.Horizontal wells production techniques in herogenous reservoir[R].SPE 13710,1985.
- [10] 邴绍献.油田单井可采储量定量预测模型[J].油气地质与采收率,2013,20(1):85-88.
- [11] 王瑞和,张玉哲,步玉环,等.射孔水平井产能分段数值计算[J].石油勘探与开发,2006,33(5):630-633.
- [12] Joshi.A review of horizontal well and drainhole technology [R].SPE 16868,1988.
- [13] 任荣权,于博生,赵众,等.失效严重度模糊综合评判[J].石油学报,1997,18(2):138-142.
- [14] 廉冬.水平井采油工艺及配套技术研究与应[D].东营:中国石油大学(华东),2007.
- [15] 蒋官澄,吴雄军,王晓军,等.确定储层损害预测评价指标权值的层次分析法[J].石油学报,2011,32(6):1 037-1 041.

编辑 常迎梅

#### (上接第53页)

- [3] 高斌,王伟锋,卫平生,等.三种典型火山岩储层的特征和综合预测研究[J].石油实验地质,2013,35(2):207-212.
- [4] 聂永生,田景春,魏生祥,等.裂缝三维地质建模的难点与对策[J].油气地质与采收率,2013,20(2):39-41.
- [5] 何登发,John Suppe,贾承造.断层相关褶皱理论与应用研究新进展[J].地学前缘,2005,12(4):353-361.
- [6] Delphine Rouby, Xiao Hongbin, John Suppe.3-D restoration of complexly folded and faulted surfaces using multiple unfolding mechanisms[J].AAPG Bulletin,2000,84(6):805-828.
- [7] Isabelle Moretti.Working in complex areas: New restoration workflow based on quality control, 2D and 3D restorations [J].Marine and Petroleum Geology,2008,25(3):205-218.
- [8] Paul Griffiths, Serena Jones, Neil Salter, et al.A new technique for 3-D flexural-slip restoration [J].Journal of Structural Geology,2002,24(1):773-782.
- [9] 贾东,李一泉,王毛毛,等.断层相关褶皱的三维构造几何学分析:以川西三维地震工区为例[J].岩石学报,2011,27(3):732-739.
- [10] 管树巍, Andreas Plesch, 李本亮,等.基于地层力学结构的三维构造恢复及其地质意义[J].地学前缘,2010,17(4):141-142.

- [11] Midland Valley.3DMove V5 tutorial [R].Beijing: Midland Vally Training Center,2008:270-326.
- [12] 刘魁元,康仁华,武恒志,等.罗151井区侵入岩油藏储集层分布及成藏特征[J].石油地球物理勘探,2000,27(6):16-18.
- [13] 刘惠民,肖焕钦,韩荣花.临邑洼陷商741火成岩油藏岩相及储集层研究[J].地质评论,2000,46(4):425-430.
- [14] 岳志鹏.惠民凹陷沙三段侵入岩油气层的识别技术[J].大庆石油地质与开发,2007,26(3):27-31.
- [15] 操应长,姜在兴,邱隆伟,等.渤海湾盆地第三系火成岩油气藏成藏条件探讨[J].石油大学学报:自然科学版,2002,26(2):6-10.
- [16] 王志萍,秦启荣,王保全,等.川西DY构造须家河组致密砂岩储层裂缝分布控制因素[J].断块油气田,2011,18(1):22-25.
- [17] 王永刚,郑淑媛,刘彝,等.南堡油田深层火成岩天然气藏压裂技术[J].石油钻采工艺,2010,32(3):119-121.
- [18] 曾锦光,罗元华,陈太源.应用构造面主曲率研究油气藏裂缝问题[J].力学学报,1982,2(2):202-206.
- [19] 曹忠祥.济阳凹陷第三纪侵入岩成藏研究[J].油气地质与采收率,2004,11(2):15-17.

编辑 武云云

cient material source, ancient valleys and slope breaks in fault sags are influenced mutually and have a significant effect on the formation and distribution of sandbodies jointly.

**Key words:** stratigraphic–lithologic reservoir; sedimentary sandbody distribution; controlling factors; fault sag; Erlian basin

**Wang Quan**, Exploration & Development Research Institute, Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu City, Hebei Province, 062552, China

**Li Ye, Zheng Deshun, Tang Jie. Integrated geophysics research on distribution of turbidite sand body in E<sub>2s3</sub>, Binnan oilfield. *PGRE*, 2013, 20(6): 46–50**

**Abstract:** The E<sub>2s3</sub> formation of Binnan oilfield is developed in basin rift epoch. Because of the adequate sediments, many kinds of turbidite sediment reservoirs are developed. However, due to the restriction of seismic data's quality and facies change, great progress has not been made in the exploration of turbidite reservoirs in Binnan oilfield. This paper aims at practical problems of turbidite reservoirs identification and introduces a workflow: establishing sequence framework–analyzing seismic response characteristics (amplitude, continuity etc.)–attribute analysis with strata slice–spectral decomposition–log–constrained seismic inversion, and the issues above are perfectly solved. According to the seismic response, log and drilling characteristics, this paper divides the E<sub>2s3</sub> formation into three sequences, and the turbite reservoirs is mainly developed in mid E<sub>2s3</sub> & lower E<sub>2s3</sub>; the favorable turbidite reservoirs development sites are anticipated by using 90° phase rotation, strata slice and instantaneous amplitude technology, the result shows that the turbidite reservoirs is mainly developed in southeast and the neighboring areas of Binxian prominence; by application of S–Transformation, the initial seismic data is decomposed into 25, 30, 35, 40 and 45 Hz single–frequency data–bodies, among which, the 40 Hz single–frequency data–body shows a better resolving ability of turbidite reservoirs; and then, in combination with the log–constrained seismic inversion and 40 Hz single–frequency data–body, the vertical overlap features of turbidite sandbodies are clear, and favorable development sites of turbidite reservoirs are proposed.

**Key words:** turbidites; reservoir prediction; phase transformation; strata slice; optimal attribute analysis; spectral decomposition; logging constrained inversion

**Li Ye**, Institute of Resources & Environment, Henan Polytechnic University, Jiaozuo City, Henan Province, 454000, China

**Han Bo, Jia Hongyi, Li Guodong et al. Application of 3D restoration to predicting fractures in special lithologic body–case study of Shang541 region, Huimin sag. *PGRE*, 2013, 20(6): 51–53**

**Abstract:** Most of the fracture prediction methods are based on the present geological structure characteristics, without considering the effect of multi–stage tectonic movements, especially the effects of the fault shape on strata in hanging wall. Using the Plane Model in 3D Move software, the method based on 3D restoration is applied to calculate the present accumulative strain and predict fractures, in the middle E<sub>2s3</sub> intrusive rocks of Shang541 region, Huimin sag. The principal curvature of the top of intrusive rocks is also calculated. With reference to the porosity and permeability data of two wells, the fracture prediction result by 3D restoration is contrasted with that by curvature method. It shows that the 3D restoration method is highly applicable to the fracture prediction in special lithologic body, such as intrusive rocks, of which the curved surface is not formed totally by tectonic deformation.

**Key words:** fracture prediction; 3D structural restoration; intrusive rocks; curvature attribute; Shang541 region

**Han Bo**, Geophysical Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257022, China

**Qu Zhanqing, He Limin, Dou Xiaokang et al. Inflow performance analysis and optimization of artificial lifting for horizontal wells in low permeability reservoir. *PGRE*, 2013, 20(6): 54–60**

**Abstracts:** Inflow performance and optimization of artificial lifting way for horizontal wells in low permeability reservoir is the key to develop the horizontal wells for low permeability reservoir. Based on the classic Giger capacity formula, and adopting the hydropower similar principle and conformal mapping method to derive the productivity model and inflow performance equation of the hypotonic non–Darcy horizontal wells, the model has a higher accuracy after the field application verification, and the capacity influencing factors sensitivity of horizontal wells in low permeability reservoir is then analyzed. The analysis indicates that the horizontal well inflow performance variation is basically not affected by starting pressure gradient; and keeping pressure is the key to improve the efficiency of low permeability horizontal wells, the starting pressure gradient, permeability and coefficient of variation of the viscosity of the fluid are inversely proportional to liquid production, and the lower the pressure, the more obvious the effect; for the horizontal section length within 400 m, the ultimate production increases linearly with the horizontal length, the production drops and finally stabilized beyond 400 m; we use the equivalent weighting method and analytic hierarchy process to establish the lifting way preferred model, and the best lifting way of field wells is the electric submersible pump lifting.

**Key words:** low permeability reservoir; horizontal wells; inflow status; lifting way; analytic hierarchy

**Qu Zhanqing**, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China