

文章编号:0253-2697(2002)01-0051-05

# 砾石充填完井多层油藏井底压力评价

卢德唐 曾亿山 郭永存 张联华

(中国科学技术大学力学与机械工程系 安徽合肥 230026)

**摘要:** 正确地评价砾石充填完井多层油藏井底压力,对于加深认识油层内的渗流机理,保护油层,最大程度地发挥油井产能等具有指导意义。笔者针对目前不合理的压力评价方法,提出了全新的算法。根据多层砾石充填完井的渗流特点,将每个产层在径向上分成 3 个区域,即砾石充填区、射孔区、地层径向流区,每个区域有各自的渗流方程,对  $n$  层油藏有  $3n$  个渗流方程,将每个区域的方程用 Green 函数来表示,由各层的 Green 函数得到井筒混合压力、分层压力及分层产量在 Laplace 空间上的解,最后得到每层各区域的压力损失、表皮系数以及井底压力和分层产量与时间的变化关系。文章最后以两层油藏为例,运用该算法得出了合理的结论。

**关键词:** 多层油藏;砾石充填;完井;射孔;压力评价

**中图分类号:** TE353 **文献标识码:** A

对于胶结疏松出砂严重的地层,一般采用砾石充填完井,充填在井底的砾石层起着滤砂器的作用,它只允许流体通过,而不允许地层砂粒通过。对套管砾石充填完井,由于地层中的流体要经过径向流区、射孔区和砾石充填区,流体通过每个区域都存在一定的压力损失。正确评价这些压力损失,对油层潜在损害的评价、调整生产制度、加深对油层层内渗流机理的认识,从而采取措施保护油层、确保油层与井筒之间良好的连通性、最大程度地发挥油井产能都具有指导意义。

对砾石充填完井压力评价,目前一般都采用节点分析中的流入曲线确定总的阻力损失及完井段的阻力损失。对于砾石充填完井方式,目前的压力评价方法是不合理的,主要表现在以下几方面<sup>[1-4]</sup>:一是由于受计算方法的限制,目前的压力评价方法仅局限于油层为单层的情况。多层合采由于在模型建立及方程求解方面非常复杂,一直没有相应的压力评价方法;二是目前压力评价将砾石充填区和射孔区一起称作完井段,其评价方法是计算完井段的总表皮系数  $S$  值,得到完井段的阻力损失,并没有将砾石充填段和射孔段分开考虑;三是所有的评价方法都是采用稳定的渗流方程,即没有考虑方程中的时间项,使得研究问题得以简化。如果该井是新钻开井或关井较长时间后再投产井,方程中忽略时间项计算完井段的阻力将存在较大的误差。

## 1 研究方程

多层油藏是指垂直方向上有多个小油层,每层的厚度、渗透率、孔隙度等都不相同,且各层之间除井筒处连通外互不连通。所以多层油藏需要有多个渗流力学方程来描述(如有  $n$  层则需要有  $n$  个方程)<sup>[5]</sup>。多层砾石充填完井,则需要每个小层径向上进行多个区域的描述,一般可分成 3 个区域,即砾石充填区、射孔完井区和地层径向流区(见图 1)。每个区域都需要建立相应的渗流方程。

砾石充填区的方程可采用

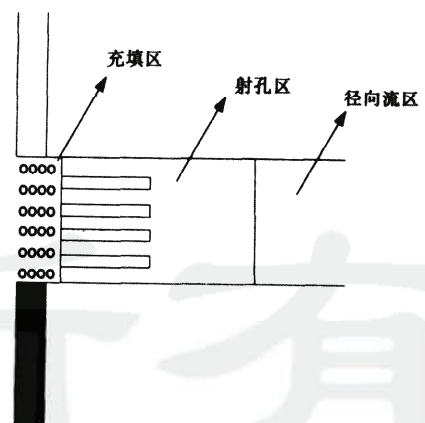


图 1 砾石充填示意图

Fig.1 Schematic drawing of gravel packs

**基金项目:** 国家重点基础研究“973”项目(G1999032805)和国家自然科学基金项目(10102020)资助。

**作者简介:** 卢德唐,男,1966年1月生,1989年毕业于中国科学技术大学,现为中国科学技术大学力学系教授、博士生导师,主要从事渗流力学及大型工程软件开发研究工作。

$$\frac{\partial^2 p_{j1}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_{j1}}{\partial r} = \frac{(\Phi\mu C_t)_{j1}}{3.6k_{j1}} \frac{\partial p_{j1}}{\partial t} \quad (j = 1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

射孔区的方程应采用各向异性方程

$$k_{rj2} \left[ \frac{\partial^2 p_{j2}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_{j2}}{\partial r} \right] + k_{zj2} \frac{\partial^2 p_{j2}}{\partial z^2} = \frac{(\Phi\mu C_t)_{j2}}{3.6} \frac{\partial p_{j2}}{\partial t} \quad (\text{孔眼除外}) \quad (2)$$

而径向流区域的方程可写成

$$\frac{\partial^2 p_{j3}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_{j3}}{\partial r} = \frac{(\Phi\mu C_t)_{j3}}{3.6k_{j3}} \frac{\partial p_{j3}}{\partial t} \quad (3)$$

式中  $p$  为压力, MPa;  $k, k_r, k_z$  分别为相应区域的渗透率、径向渗透率、垂向渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $\Phi$  为地层孔隙度, 小数;  $\mu$  为地层条件下流体粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $C_t$  为地层综合压缩系数,  $1/\text{MPa}$ ; 下标  $j = 1, 2, 3 \dots n$  为多层中第  $j$  层的有关参量; 下标 1, 2, 3 分别表示砾石充填区、射孔区和径向流区的有关参量;  $r, z$  分别表示径向、垂向位置坐标, m;  $t$  表示时间, h。

如果地层在径向上为无限大, 则得到每层压力在无穷远处的外边界条件为

$$p_j(r \rightarrow \infty, t) = p_{ji} \quad (j = 1, 2, 3 \dots n) \quad (4)$$

式中  $p_{ji}$  表示第  $j$  层的原始地层压力, MPa。

如果地面产量被认为恒定, 则井筒条件可写成

$$p_j(r_{wj}, t) = p_w(t) \quad (5)$$

$$\sum_{j=1}^n q_j(t) = \frac{1}{172.8\pi} \sum_{j=1}^n \left( \frac{kh}{\mu} \right)_{j1} \times \left( r \frac{\partial p_{j1}}{\partial r} \right)_{r=r_{wj}} = qB \quad (6)$$

式中  $w$  表示井筒;  $r_{wj}$  第  $j$  层井筒位置坐标, m;  $p_w(t)$  表示井筒压力, MPa;  $q$  为油井产量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $h$  为油层厚度, m;  $B$  为地层体积系数, 无量纲。

## 2 方程求解

对于  $n$  层油藏, 共有  $3n$  个方程, 尤其在射孔区, 射孔方式、射孔密度、射孔相位、地层各向异性等对方程的解都有影响。因此, 求解方程解的过程非常复杂。可以使用有限元法求解该方程, 但使用有限元方法计算工作量大, 计算速度非常慢。本文采用分区域求解方法, 给出方程在每个区域的 Green 函数解, 由各层的 Green 函数得到井筒混合压力、分层压力及分层产量在 Laplace 空间上的解, 最后得到每层各区域的压力损失、表皮系数以及井底压力和分层产量与时间的变化关系。

如果各层渗流偏微分方程的解用 Green 函数  $G_j$  表示, 则第  $j$  层地层压力分布  $\Delta p_j$

$$\Delta p_j = \Delta p_{ji} + \int_0^t \int_{D_j} \frac{q_{vj}(\vec{r}', \tau)}{(\Phi C_t)_j} G_j(\vec{r}, \vec{r}', t - \tau) d\vec{r}' d\tau \quad (7)$$

式中  $D_j$  为集中源区域;  $\Delta p_j = p_0 - p_j(r, t)$  为第  $j$  层地层压力分布差, MPa;  $\Delta p_{ji} = p_0 - p_{ji}$  为第  $j$  层地层原始压力差, MPa;  $p_0$  为参考压力, MPa;  $q_{vj}$  表示集中源项(点源、线源或面源);  $\tau$  为时间变量, h。

$$\text{集中源在该域积分后有} \quad \int_{D_j} q_{vj}(\vec{r}', t) d\vec{r}' = \bar{q}_j(t) / \beta_j \quad (8)$$

$$\text{式中 } \bar{q}_j \text{ 即为 } j \text{ 层的单位时间产量; } \beta_j = \begin{cases} 2\pi r_{wj} h_j \\ h_j \\ 1 \end{cases} \text{ 依次为面、线、点源} \quad (9)$$

将式(8)和式(9)代入式(7), 即得

$$\Delta p_j = \Delta p_{ji} + \int_0^t \frac{q_j(\tau)}{\beta_j (\Phi C_t)_j} G_j(\vec{r}, t - \tau) d\tau \quad (10)$$

当各层表皮因子为  $S_j$ , 井底压力差  $\Delta p_{wj}$  与  $S_j$  关系为

$$\Delta p_{wj} = \Delta p_j |_{r=r_w} + \frac{q_j}{2\pi(k/\mu)_j h_j} \cdot S_j \quad (11)$$

则由方程(10)得到井底压力差为

$$\Delta p_{wj} = \Delta p_{ij} + \frac{S_j}{2\pi(k/\mu)_j h_j} \cdot q_j + \int_0^t \frac{q_j(\tau)}{(\Phi C_t)_j h_j} \cdot G_j(\vec{r}_w, t - \tau) d\tau \quad (12)$$

如果考虑井筒存储  $C_j$  的影响, 流量公式可表示为

$$\sum_{j=1}^n q_j + \sum_{j=1}^n C_j \frac{d\Delta p_{wj}}{dt} = q_t \quad (13)$$

式中  $q_j$  是从第  $j$  层地层流入井筒的流体流量,  $m^3/d$ ;  $q_t$  是由井筒流出地面的流体流量,  $m^3/d$ 。

对方程(12)、式(13)作 Laplace 变换, 则得到 Laplace 空间上的流量及井底压力表达式为

$$q_t = u C_t \left[ \Delta \bar{p}_w - \frac{\Delta \bar{p}_{wbi}}{u} \right] + \sum_{j=1}^n \left[ \Delta \bar{p}_w - \frac{\Delta p_{ji}}{u} \right] \sigma_j \quad (14)$$

$$\Delta \bar{p}_w = \frac{\bar{q}_t + C_t \Delta \bar{p}_{wbi} + \sum_{j=1}^n \frac{\Delta p_{ji}}{u} \sigma_j}{u C_t + \sum_{j=1}^n \sigma_j} \quad (15)$$

式中  $u$  为 Laplace 变换中的变量;  $\Delta \bar{p}_{wbi} = \sum C_j \Delta p_{wj} / C_t$ , 即井筒初始压力, MPa;  $\sigma_j = \frac{1}{\frac{S_j}{2\pi(k/\mu)_j h_j} + \frac{\bar{G}_{wj}}{(\Phi C_t)_j h_j}}$ ;  $\bar{G}_{wj}$  为 Laplace 空间上第  $j$  层 Green 函数。

这样, 就利用 Green 函数方法, 得到了井筒混合压力以及分层流量在 Laplace 空间内的解。由此可见, 只要得到各层的 Green 函数解, 就可以得到分层的产量及井底压力, 对每一层, 可以得到各区域的 Green 函数解, 本文仅以射孔区域为例, 给出该区域的 Green 函数解。

根据参考文献[6], 无限大地层中的  $xy$  平面上任意解度的线段源函数  $G_{xyi}$  可表示成

$$G_{xyi} = G(x, y, t - \tau) = \frac{1}{\sqrt{16\pi\chi(t - \tau)}} \exp\left[-\frac{(-x \sin \alpha_i + y \cos \alpha_i)^2}{4\chi(t - \tau)}\right] \cdot \left\{ \operatorname{erf}\left[\frac{L_i + (x \cos \alpha_i + y \sin \alpha_i - L_{wi})}{\sqrt{4\chi(t - \tau)}}\right] + \operatorname{erf}\left[\frac{L_i - (x \cos \alpha_i + y \sin \alpha_i - L_{wi})}{\sqrt{4\chi(t - \tau)}}\right] \right\} \quad (16)$$

如果不考虑底水及气顶, 那么第  $i$  个铅直方向的线源  $G_{zi}(z, t - \tau)$  可表示成

$$G_{zi}(z, t - \tau) = \frac{1}{h} \left\{ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 k_z (t - \tau)}{h^2 \phi \mu C_t}\right) \cdot \cos\left(\frac{n \pi z_{wi}}{h}\right) \cdot \cos\left(\frac{n \pi z}{h}\right) \right\} \quad (17)$$

$$\text{Green 函数可表示成 } G(x, y, z, t - \tau) = \sum_{i=1}^N G_{xyi}(x, y, t - \tau) \cdot G_{zi}(z, t - \tau) \quad (18)$$

如果该层以定产量  $q(t)$  生产且该层的原始地层压力为  $p_i$ , 地层压力分布  $p(x, y, z, t)$  可表示成

$$p(x, y, z, t) = p_i - \frac{1}{\phi C_t} \int_0^t \frac{q(\tau) B}{2NL} \sum_{i=1}^N G_{xyi}(x, y, t - \tau) \cdot G_{zi}(z, t - \tau) d\tau = p_i - \frac{B}{2NLh\phi C_t} \int_0^t \frac{q(\tau)}{\sqrt{16\pi(t - \tau)}} \sum_{i=1}^N \exp\left[-\frac{(-x \sin \alpha_i + y \cos \alpha_i)^2}{4\chi(t - \tau)}\right] \cdot \left\{ \operatorname{erf}\left[\frac{L_i + (x \cos \alpha_i + y \sin \alpha_i - L_{wi})}{\sqrt{4\chi(t - \tau)}}\right] + \operatorname{erf}\left[\frac{L_i - (x \cos \alpha_i + y \sin \alpha_i - L_{wi})}{\sqrt{4\chi(t - \tau)}}\right] \right\} \cdot \left\{ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left[-\frac{n^2 \pi^2 k_z (t - \tau)}{h^2 \phi \mu C_t}\right] \cdot \cos\left(\frac{n \pi z_{wi}}{h}\right) \cdot \cos\left(\frac{n \pi z}{h}\right) \right\} d\tau \quad (19)$$

以上式中  $\chi = \frac{k_r}{\phi\mu C_i}$  为径向导压系数,  $m^2/s$ ;  $N$  为井筒射孔的孔眼数;  $L_i, \alpha_i$  分别为孔眼的半长(m)及角度(如图2);  $L_{wi} = r_w + L_i$  为孔眼中心位置(如图2), m;  $z_{wi}$  表示任一孔眼垂直方向位置(油层下底  $z = 0$ ), m;  $\text{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x \exp(-u^2) du$  为误差函数。

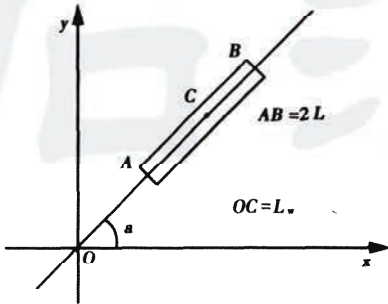


图2 任一孔眼的平面位置图  
Fig.2 The plane figure of any perforation hole

由地层压力分布表达式, 可以确定地层中的径向流近似起始区域, 从方程(19)可以分别得到  $x, y, z$  方向的  $v_x, v_y, v_z$

$$v_x = \frac{k_r B}{2NL\phi\mu C_i} \int_0^t q(t) \sum_{i=1}^N \frac{\partial G_{xyi}(x, y, t - \tau)}{\partial x} \cdot G_{zi}(z, t - \tau) d\tau \quad (20)$$

$$v_y = \frac{k_r B}{2NL\phi\mu C_i} \int_0^t q(t) \sum_{i=1}^N \frac{\partial G_{xyi}(x, y, t - \tau)}{\partial y} \cdot G_{zi}(z, t - \tau) d\tau \quad (21)$$

$$v_z = \frac{k_z B}{2NL\phi\mu C_i} \int_0^t q(t) \sum_{i=1}^N \frac{\partial G_{zi}(z, t - \tau)}{\partial z} \cdot G_{xyi}(x, y, t - \tau) d\tau \quad (22)$$

为了确定径向流的区域, 本文定义满足  $\frac{|v_z|}{\sqrt{v_x^2 + v_y^2}} \leq 0.001$  条件的区域为径向流区。

可见, 径向流的起始区域只是一个近似区域, 它与该方程要求的精度有关, 当精度确定后, 求解此方程也是非常困难的, 只能由本方程通过迭代来求解。根据大量的计算, 发现径向流起始区域  $R_i$  可近似表示成

$$R_i = f(\delta) L (1 + \sqrt{k_r/k_z}) \quad (23)$$

式中  $f(\delta)$  为与射孔格式、相位角、孔眼半径、射孔密度等有关的函数;  $L$  为射孔孔眼半长, m。

### 3 计算实例

以某两油层组成的油藏为例, 其流体 PVT 参数及地层、射孔参数如表 1, 得出的计算结果见表 2。

表1 参数列表

Table 1 Summary of input parameters for computation simulation

一般参数	地层压力 $p_i$ (MPa)	油井半径 $r_w$ (m)	油相粘度 $\mu_o$ (mPa·s)	体积系数 $\beta_o$	油相密度 $\rho_o$ (kg/m <sup>3</sup> )	生产时间 $t_p$ (h)	油井产量 $Q$ (m <sup>3</sup> /d)								
		20	0.1	2	1.123	860	200	500							
油层参数	渗透率 $k$ ( $\mu m^2$ )		厚度 $h$ (m)		孔隙度 $\phi$		渗透率比 $K_{2r}$	填充渗透率 $K_g$ ( $\mu m^2$ )		填充区长度 $L$ (cm)					
	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层			
	0.2	0.162	10	21.54	0.16	0.15	0.15	0.13	1.56	0.167	6	10			
射孔参数	射孔相位 $AF$		射孔深度 $L_p$ (cm)		射孔孔径 $r_p$ (cm)		孔眼密度 $PF$ (孔/m)	压实厚度 $L_d$ (cm)		压实程度 $K_d$		污染深度 $L_c$ (cm)		污染程度 $K_c$	
	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层	A层	B层	
	90	120	20	25	20	2	16	20	1	1	0.2	10	0.2	5	0.1

表2 计算结果

Table 2 Results of calculation

参数	射孔区压力损失 (MPa)	充填区压力损失 (MPa)	射孔表皮系数	损害表皮系数	射孔总表皮系数	充填表皮系数
A层	1.71582	0.899768	1.28281	3.27056	4.55336	2.38777
B层	1.22041	0.905754	1.14653	2.09213	3.23867	2.40365

从表2可知,压力损失主要集中在射孔区,可以通过优化射孔来减少井底压力损失。图3是井底压力随时间变化的半对数图,井底压力  $p_{wf}$  随着时间增加(对应于油的生产采出)而逐渐降低。曲线很明显的显示为两段,前一段压力下降迅速,并且呈曲线式下降,主要原因是在开采初期,井底压力动态受砾石充填区和射孔区的影响较大(此时井筒连通性较差,主要是由于砾石充填及射孔过程引起的),污染较严重,所以压降较大;第二阶段显示为一直线段,这表明开采时间充分长之后,井筒连通性极大地增强,井底压力受径向流动区控制,压力下降速度变缓,井底压力与时间半对数图上有一直线段。图4为各分层产量随时间变化的半对数图,可见各层流量的变化趋势是首先随时间增加而增大,并最终趋于各自的常量流量。以上关于压力变化的解释同样可以用

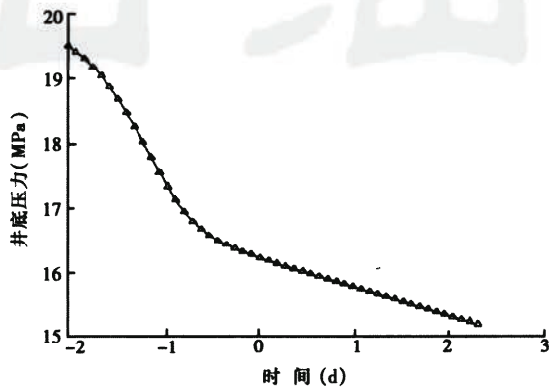


图3 井底压力随时间变化半对数图

Fig.3 Semi-log plot of pressure vs. time

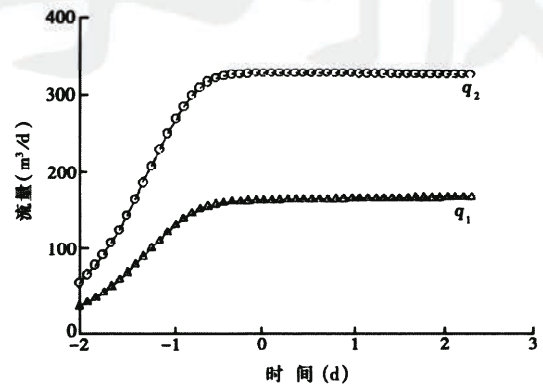


图4 各层流量随时间变化半对数图

Fig.4 Semi-log plot of layer rate vs. time

来分析流量的这个趋势。另外,从表1知道,油井产量  $Q$  为  $500\text{m}^3/\text{d}$ 。而从图4明显看出,在生产初期,分层流量  $q_1$  和  $q_2$  的和明显小于  $Q$ ,这主要是由井筒储集效应引起的,在开采初期,油井产量大部分来源于井筒内储集的流体;随着开采时间充分长之后,流动进入径向稳定状态, $q_1$  和  $q_2$  之和就等于油井产量  $Q$  了。

## 参 考 文 献

- [1] Mcleod H O, Pashen M A. Well-completion audits to evaluate gravel-packing procedures[J]. SPE Drilling & Completion, Dec. 1997, 12(4): 440~445.
- [2] Behrmann L A. Underbalance criteria for minimum perforation damage[C]. SPE 30081, 1996: 253~264.
- [3] Ledlow L B, Johnson M H, Richard B M, and Huval T J. High pressure packing with water: an alternative approach to conventional gravel packing[C]. SPE 26543, 1994: 426~435.
- [4] Jennings Jr A R. Laboratory studies of fines movement in gravel packs [J]. SPE Drilling & Completion, Dec. 1997, 12(4): 501~510.
- [5] 许广明,孔祥言,卢德唐,等. 并行算法在射孔产能研究中的应用[J]. 天然气工业, 1999, 19(6): 63~65.
- [6] 孔祥言,徐献芝,卢德唐. 分支水平井的样板曲线和试井分析 [J]. 石油学报, 1997, 18(3): 98~104.

(收稿日期 2000-11-24

改回日期 2001-07-13

编辑 张占峰)

per on the basis of seismic  $T_0$  model and seismic interpretation model. In the practice of extended exploration and development of Gao 81 block igneous rock screened reservoir, author made new discovery in the early, new progress of extended exploration in 1998 and a breakthrough of fine study in 2000, and production capacity of this block increased significantly. Evidently, the process and study method of the exploration and development of Gao 81 are practical and typical for the farther exploration of eastern old area, especially the progress of extended exploration and development of "small and rich" igneous rock screened reservoirs.

**Key words:** igneous rock screened reservoir; extended exploration and development; 3-D seismic; reservoir description; bypass oil; horizontal well

#### **MULTI-LAYER RESERVOIR GRAVEL-PACKED WELL-COMPLETION PRESSURE EVALUATION**

LU De-tang, et al. (*Department of Modern Mechanics, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China*) ACTA 2002, 23(1): 51~55

**Abstract:** The accurate evaluation of gravel-packed well-completion pressure of multi-layer reservoir is significant for us to deepen the understanding of microscopic mechanism of formations protection and develop production of oil wells furthest. On account of the unreasonableness of the current methods a novel method is brought forth. As to multi-layer reservoirs, each layer can be divided into three areas: area of gravel-packing, area of perforation and area of radial flow. Each area has its own governing equation and the solution is expressed by Green function. The well bore pressure and layer-rate is given through Green function in Laplace space. The pressure drop and skin factor is obtained also in each area. In the end, a case of two-layer reservoir is studied and the reasonable conclusions are acquired by applying our novel method.

**Key words:** multi-layer reservoir; gravel-packing; perforation; pressure evaluation

#### **THE TECHNOLOGY OF SUBDIVISION DEVELOPMENT IN THE STRATIFIED AND FAULT-BLOCK RESERVOIR IN THE PERIOD OF SUPER-HIGH WATER CUT**

ZHANG Yu, et al. (*Dongxin Oil Production Plant of Shengli Oil Co. Ltd., Dongying 257200, China*) ACTA 2002, 23(1): 56~60

**Abstract:** Xin 47 block is a stratified and faulted reservoirs with high reserve abundance, in which the technology of zonal injection development was applied. Due to the influence of the heterogeneity, the situation of water driving is non-equilibrium in the interlayer at the same well pattern. Since 1999, the composite water cut of Xin 47 block was higher than 90% and the conflict of the interlayer became aggravated. The original stratum of production and well pattern would not adjust to the demand of tapping potential production. Since 2000, the work of the fine reservoir description and the subdivision development had been done in Xin 47 faulted reservoir and achieved a very good result. After the work, the composite water cut was decreased by 3% and the rate of oil production was increased by 0.38% and oil recovery was increased by 5%. It is clear that the application of the technology of fine reservoir description and subdivision is feasible for a layered and faulted reservoir to increase the water injection recovery factor.

**Key words:** stratified and faulted reservoirs; detailed reservoir description; fine reservoir description; study of residual oil distribution; subdivision developing

#### **MATHEMATICS MODEL ON INORGANIC SCALE DYNAMIC PREDICTION NEAR WELL-BORE FORMATION**

LUO Ming-liang, et al. (*Environmental and Chemical Engineering School, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China*) ACTA 2002, 23(1): 61~66

**Abstract:** In the process of oil field development through water injection, the change of outer environment condition