

低渗透气藏压裂水平井产能预测模型及其应用

何逸凡¹, 廖新维^{1,2}, 徐梦雅¹, 廖红梅³, 王春才⁴

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 3. 中国石油长庆油田分公司苏里格气田研究中心, 陕西 西安 710018; 4. 中国石油海洋工程有限公司钻井事业部, 天津 300451)

摘要: 水平井技术和压裂技术都是针对低渗透气藏的有效增产手段, 经常用于提高单井产能。压裂水平井由于裂缝的存在, 气体经由裂缝向井筒汇聚时气量大、流速高, 会造成附加的紊流压降。因此低渗透气藏压裂水平井的产能方程应该考虑裂缝中非达西流动的影响。应用复势理论和叠加原理推导了压裂水平井渗流方程, 考虑了裂缝中气体紊流造成的附加压降, 最终得到低渗透气藏压裂水平井的二项式产能方程, 采用现场数据进行验证, 并分析了气藏压裂水平井产能的影响因素。结果表明, 不同位置裂缝产能贡献大小不同, 压裂裂缝导流能力存在最优值; 代入现场数据计算, 误差小于10%, 符合实际生产要求, 可以在油田生产中参考使用。

关键词: 低渗透气藏 压裂水平井 二项式产能方程 影响因素 非达西流动 导流能力

中图分类号: TE37

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0093-04

压裂水平井能大幅提高低渗透气藏的单井产能, 因此近年来越来越多地运用于低渗透气田的开发中^[1-2]。但在近井地带的压裂裂缝中, 大量气体向井筒汇聚, 气体的高速流动形成紊流, 会造成附加的压降^[3]。矿场进行的产能试井结果也表明, 压裂水平井的产能方程仍符合二项式的形式, 即拟压力差与产量为非线性关系。目前针对气藏压裂水平井的产能研究往往注重裂缝间干扰的分析, 而忽略了非达西流动的影响。宁正福等^[4-6]利用复势理论和叠加原理推导了稳态情况下压裂水平井的产能方程; 曾凡辉等^[7-8]依据同样的理论和原理, 推导了矩形油藏中压裂水平井的线性生产动态预测公式。在前人研究的基础上^[9-13], 笔者综合考虑裂缝间的干扰和非达西流动的影响, 建立了符合油田实际的低渗透气藏压裂水平井稳定渗流模型, 并对该模型进行了实例分析, 同时讨论了裂缝导流能力、地层导流能力及非达西因素对产能的影响。

1 产能预测模型的建立

1.1 渗流模型

由于气体高速流动的原因, 气藏压裂水平井的产能方程为非线性, 例如对中国某低渗透气藏1口压裂水平井(A井)进行修正等时试井测试, 得到的

产能方程为

$$\psi_R - \psi_{wf} = 18.9089Q + 0.001795Q^2 \quad (1)$$

其中

$$\psi = \int \frac{2p}{\mu Z} dp \quad (2)$$

式中: ψ_R 和 ψ_{wf} 分别为边界拟压力和井底流压拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; Q 为标准状况下气井的产气量, $10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$; p 为拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; p 为压力, MPa ; μ 为气体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Z 为气体压缩因子。

从式(1)中可以看出, 低渗透气藏压裂水平井的产能方程符合二项式形式, 即

$$\psi_R - \psi_{wf} = AQ + BQ^2 \quad (3)$$

式中: A 为方程系数, $[\text{MPa}^2 \cdot (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}]/(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$; B 为另一方程系数, $[\text{MPa}^2 \cdot (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}]/(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})^2$ 。

由式(3)可知, 对于低渗透气田, 准确确定压裂水平井产能方程的关键是准确确定方程系数 A 和 B , 为此需建立相应的渗流模型, 其假设条件包括: ①上下封闭的无限大的均质地层, 厚度为 h , 渗透率为 K ; 地层中心有1口水平井, 水平井筒长度为 L 。②为了提高产量, 在水平段进行了压裂, 压出 N 条垂直裂缝, 裂缝等距离分布并且穿过整个气层厚度, 设裂缝半长为 X_f , 裂缝渗透率为 K_f , 宽度为 w 。水

平段未进行补孔,气体先从地层流入裂缝,后沿裂缝流入井筒,压裂水平井的产气量即为全部裂缝的总产气量。

1.2 产能方程系数 A 的确定方法

当裂缝条数 N 为奇数时(图 1) 裂缝对应的横坐标分别为 $0, \pm d, \pm 2d, \dots, \pm N_0 d$, 其中 d 为裂缝间距, 其值为 L/N ; N_0 为 x 轴上坐标原点左右两边裂缝的条数, 其值为 $(N-1)/2$ 。当裂缝条数 N 为偶数时, 为了计算方便, 取 $d=L/(2N)$, 即实际裂缝间距的一半, $N_0=N-1$, 则每条裂缝对应的横坐标为 $\pm d, \pm 3d, \pm 5d, \dots, \pm N_0 d$ 。

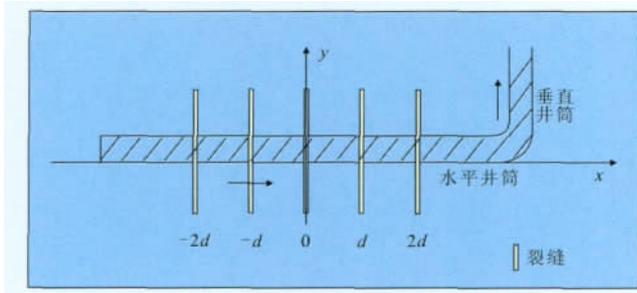


图 1 裂缝坐标示意

应用 Green 函数及叠加原理^[1], 考虑裂缝与井筒耦合, 可得气藏多裂缝压裂水平井产能方程为

$$\psi_e - \psi_{wfj} = \frac{p_{sc} T}{\pi T_{sc} Kh} \sum_{i=-N_0}^{N_0} Q_{fi} \times \ln \frac{\left(\frac{r_e}{X_f} - \frac{id}{X_f}\right) + \sqrt{1 + \left(\frac{r_e}{X_f} - \frac{id}{X_f}\right)^2}}{\left|\frac{md}{X_f} - \frac{id}{X_f}\right| + \sqrt{1 + \left(\frac{md}{X_f} - \frac{id}{X_f}\right)^2}} + \frac{Q_{ij} p_{sc} T}{\pi T_{sc} K_f w} \ln \frac{h}{2r_w} \quad (4)$$

式中: ψ_e 为供气边缘拟压力, $\text{MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})$; ψ_{wfj} 为裂缝与井筒交点处拟压力, $\text{MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})$; p_{sc} 为标准状况下的压力, MPa ; T 为标准状况下的气体温度, K ; T_{sc} 为标准状况下的温度, K ; K 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m ; Q_{fi} 和 Q_{fj} 分别为第 i 和第 j 条裂缝的产气量, $10^{-3} \text{m}^3/\text{s}$; r_e 为供给半径, m ; X_f 为裂缝半长, m ; K_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; w 为裂缝宽度, m ; r_w 为井筒半径, m 。

其中 $j=1, 2, \dots, N$; $m=-1, 0, 1$; j 每增加 1, i 从 $-N_0$ 到 N_0 增加 1 (N 为奇数) 或 2 (N 为偶数)。

流量约束条件为

$$Q = \sum_{i=-N_0}^{N_0} Q_{fi} \quad (5)$$

对特定压裂水平井来说, 各条裂缝之间的产量

比值是不随拟压力差变化而变化的, 只由裂缝的相对位置和地层参数决定, 裂缝产量关于水平井筒中心对称分布。为此引入一个辅助参数 λ_i , 定义为第 i 条裂缝的产量与中间裂缝产量的比值。下面以 3 条裂缝井为例, 讨论其表达式。令

$$a_{(m+2)(n+2)} = \ln \frac{\left(\frac{r_e}{X_f} - \frac{nd}{X_f}\right) + \sqrt{1 + \left(\frac{r_e}{X_f} - \frac{nd}{X_f}\right)^2}}{\left|\frac{md}{X_f} - \frac{nd}{X_f}\right| + \sqrt{1 + \left(\frac{md}{X_f} - \frac{nd}{X_f}\right)^2}} \quad (6)$$

$$a_0 = \frac{p_{sc} T}{\pi T_{sc} Kh} \quad (7)$$

$$a' = \frac{p_{sc} T}{\pi T_{sc} K_f w} \ln \frac{h}{2r_w} \quad (8)$$

其中 $m, n = -1, 0, 1$; $i = 1, 2, 3$ 。

得到一个关于 Q_{fi} 的 3×3 线性方程组

$$b = a_0 (a_{i1} \lambda_1 Q_{i2} + a_{i2} \lambda_2 Q_{i2} + a_{i3} \lambda_3 Q_{i2}) + a' Q_{fi} \quad (9)$$

由 λ_i 的定义及裂缝产量的对称分布可知 $\lambda_1 = \lambda_3, \lambda_2 = 1$, 最终计算得到

$$\lambda_1 = \lambda_3 = \frac{\ln \left[\frac{d}{X_f} + \sqrt{1 + \left(\frac{d}{X_f}\right)^2} \right] + \frac{Kh}{K_f w} \ln \frac{h}{2r_w}}{2 \ln \left[\frac{d}{X_f} + \sqrt{1 + \left(\frac{d}{X_f}\right)^2} \right] - \ln \left[\frac{2d}{X_f} + \sqrt{1 + \left(\frac{2d}{X_f}\right)^2} \right] + \frac{Kh}{K_f w} \ln \frac{h}{2r_w}} \quad (10)$$

由此看出, 对特定的压裂水平井, 裂缝产量的相对大小受裂缝间距与裂缝半长的比值 (d/X_f) 与裂缝导流能力与地层导流能力之比 ($K_f w/Kh$) 的影响。综合上述推导得

$$A = \frac{1}{\sum_{j=1}^N \lambda_j} \left[\frac{p_{sc} T}{\pi T_{sc} Kh} \sum_{i=-N_0}^{N_0} \lambda_{(i+N_0+1)} \times \ln \frac{\left(\frac{r_e}{X_f} - \frac{id}{X_f}\right) + \sqrt{1 + \left(\frac{r_e}{X_f} - \frac{id}{X_f}\right)^2}}{\left|\frac{id}{X_f}\right| + \sqrt{1 + \left(\frac{id}{X_f}\right)^2}} + \frac{p_{sc} T}{\pi T_{sc} K_f w} \ln \frac{h}{2r_w} \right] \quad (11)$$

由式(11)可以看出, 产能方程系数 A 主要受地层导流能力、裂缝导流能力、裂缝间距和裂缝长度的影响。

1.3 产能方程系数 B 的确定方法

在气藏压裂水平井的渗流中, 气体由地层向裂缝流动以线性流动为主, 且气井产量较低, 不易发生高速非达西渗流; 但在气体由裂缝向井筒汇聚的过程中, 渗流截面梯度变化大, 气体的高速紊流形成一定的附加压力损失, 高速非达西渗流的影响不能忽略。对非达西运动方程的第 2 项进行积分, 并结合拟压力的定义式, 得到考虑非达西渗流引起的附加降压为^[7-8]

$$\Delta\psi_f = \int_{r_w}^{\frac{h}{2}} \frac{2p}{\mu Z} \beta' \rho \left(\frac{Q_g}{2\pi r w N} \right)^2 dr \quad (12)$$

其中

$$\rho = \gamma_g \rho_a \frac{T_{sc} p}{Z T p_{sc}} \quad (13)$$

式中: $\Delta\psi_f$ 为裂缝边缘与裂缝根部拟压力差, $\text{MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})$; β' 为描述孔隙介质紊流影响的系数, 称为速度系数, m^{-1} ; ρ 为地层压力下天然气密度, g/cm^3 ; Q_g 为地层状况下气体流量, $10^{-3} \text{m}^3/\text{s}$; r 为积分变量; γ_g 为天然气相对密度; ρ_a 为标准状况下空气密度, g/cm^3 , 取值为 1.222×10^{-3} 。

将式(13)代入式(12)中, 将流量折算到标准状态下, 得到

$$\Delta\psi_f = 6.19 \times 10^{-14} \frac{p_{sc} \beta' \gamma_g T Q_{sc}^2}{T_{sc} w^2 N^2 \mu} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h} \right) \quad (14)$$

因为 $1/r_w \gg 2/h$, 因此方程的非达西渗流因素可以写成

$$\Delta\psi_f = 6.19 \times 10^{-14} \frac{p_{sc} \beta' \gamma_g T}{T_{sc} w^2 N^2 \mu r_w} Q_{sc}^2 \quad (15)$$

由式(15)可得产能方程系数 B 为

$$B = 6.19 \times 10^{-14} \frac{p_{sc} \beta' \gamma_g T}{T_{sc} w^2 N^2 \mu r_w} \quad (16)$$

产能方程系数 B 主要受速度系数、裂缝宽度和裂缝条数的影响。

2 应用实例

在式(11)所需参数中, 裂缝渗透率在现场难以

获得, 但若压裂工艺相同, 则其值基本一致; 而对速度系数的求解, 对于特定气藏, 采用传统经验公式方法的准确性较差, 因此利用 1 口已进行了产能测试的井来确定其他井的裂缝渗透率与速度系数。已知压裂水平井 A 井的参数包括: 地层压力为 29.6 MPa; 井底流压为 24.16 MPa; 水平井长度(有效井段)为 700 m; 水平井筒半径为 0.1 m; 储层厚度为 7 m; 地层渗透率为 $0.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 气体粘度为 0.022 mPa·s; 压裂 3 条裂缝, 裂缝长度为 140 m, 裂缝宽度为 0.005 m, 折算供给半径为 472 m。结合产能方程系数 A 和 B 的计算式与式(1), 求得速度系数为 $5.289 \times 10^5 \text{m}^{-1}$, 裂缝渗透率为 $6 \mu\text{m}^2$ 。

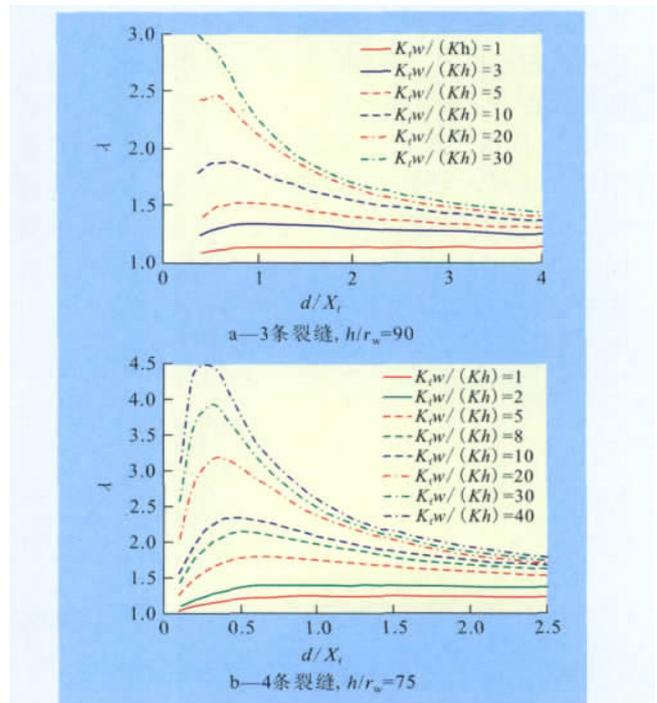


图 2 边缘裂缝 λ 取值图版

对于同区块压裂工艺相同的水平井, 按照笔者提供的方法, 由表 1 中的已知参数参照图 2 读取 λ 值, 并借鉴 A 井的速度系数和裂缝渗透率, 利用式(1)进行产能预测, 计算得到的产气量较为准确。因此, 该产能预测模型可以作为指导 A 井下一步生产开发的依据。

表 1 不同地层导流能力和裂缝导流能力下压裂水平井的产量

井名	已 知 参 数				λ	稳 定 渗 流 点		实际产气量/ ($10^4 \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	计算产气量/ ($10^4 \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	相对误差/%
	N	h/r_w	$K_f w / (Kh)$	d/X_f		地层压力/MPa	井底流压/MPa			
B	3	90	18.99	1.22	1.46	25.16	18.62	3.3	3.13	5.15
C	4	75	26.67	1.14	2.32	28.07	22.19	3.5	3.27	6.57

3 压裂水平井产能影响因素

3.1 地层及裂缝的导流能力

随着地层和裂缝的导流能力的增强,水平井的产气量逐步增加,但增加幅度变缓,后期趋于稳定(图3)。同时,地层导流能力对水平井产气量的影响远远大于裂缝导流能力对其的影响,这主要是因为裂缝仅在局部起到减小渗流阻力、增加泄油面积的作用,而地层导流能力的提高可以在整个地层范围内减小渗流阻力,从而大幅提高产量。但在实际生产中,往往无法任意改变地层的导流能力,因此可以通过改变裂缝导流能力来达到优选参数、提高水平井产能的目的。裂缝的导流能力并非越高越好,而是存在一个最优值范围,超出此范围,经济技术负担增大,同时产能增加并不明显。以A井为例,由图3可以看出,该井实际裂缝导流能力已经较高,在以后类似井的压裂设计中,可以参考该井的裂缝导流能力,不必再追求更高的裂缝导流能力,以达到经济效益和产能的双赢。

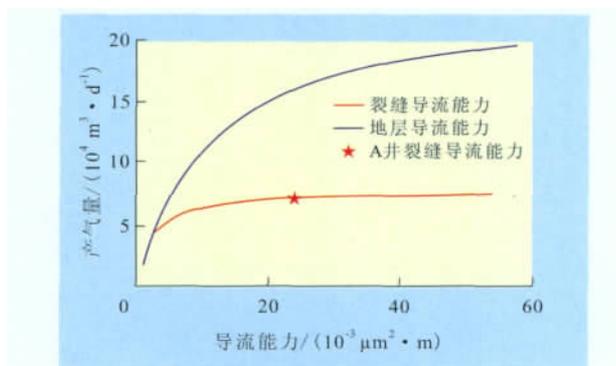


图3 地层导流能力和裂缝导流能力对水平井产量的影响

3.2 非达西因素

非达西因素在气井的产能分析中不可忽略。当速度系数为 $5.289 \times 10^5 \text{ m}^{-1}$ 和 0 时, A 井无阻流量的计算值分别为 21.0894×10^4 和 $25.24041 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 而实测值为 $20.4283 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; A 井某压力下产气量的计算值分别为 5.911875×10^4 和 $6.089886 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 而实测值为 $5.96 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。由此可以看出, 是否考虑非达西因素, 其计算得到的产气量差别明显, 不考虑非达西因素的影响时计算得到的产气量偏大。

4 结论

考虑裂缝之间的干扰、裂缝内部渗流阻力及裂缝内高速非达西渗流造成的影响, 推导了低渗透气藏压裂水平井的二项式产能方程, 应用油田实际数据验证, 准确性较高。

绘制气藏水平井压裂不同裂缝数量、不同气层厚度与井筒半径之比、不同裂缝导流能力与地层导流能力之比时所对应的裂缝产量比值图版, 以便进行产能预测。地层导流能力和裂缝导流能力的增强均能提高压裂水平井的产气量, 考虑经济技术因素, 裂缝导流能力存在最优值范围, 可通过在此范围内增大裂缝导流能力达到优选参数、提高水平井产能的目的。

参考文献:

- [1] 牟建业, 张士诚. 酸压裂缝导流能力影响因素分析[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(2): 69-71, 79.
- [2] 宋元林, 廖健德, 张瑾琳, 等. 准噶尔盆地克拉美丽火山岩气田开发技术[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(5): 78-80, 88.
- [3] 李廷礼, 李春兰. 低渗透气藏压裂水平井产能电解模拟实验研究[J]. 中国海上油气, 2005, 17(6): 389-393.
- [4] 宁正福, 韩树刚, 程林松, 等. 低渗透油气藏压裂水平井产能计算方法[J]. 石油学报, 2002, 23(3): 69-71.
- [5] 孙福街, 韩树刚, 程林松, 等. 低渗透气藏压裂水平井渗流与井筒灌流耦合模型[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1): 32-36.
- [6] 郎兆新, 张丽华, 程林松. 压裂水平井产能研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1994, 18(2): 43-46.
- [7] 曾凡辉, 郭建春, 徐严波, 等. 压裂水平井产能影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 474-477, 482.
- [8] 曾凡辉, 郭建春. 一种预测压裂水平井生产动态的新方法[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(1): 63-67.
- [9] 范子菲. 裂缝性气藏水平井稳态解公式研究[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(5): 67-71.
- [10] Li X, Huang B, Hu Y. The establishment and application of binomial deliverability equation for horizontal gas well [J]. JCPT, 2003, 42(10): 8-10.
- [11] 张黔川, 吕涛, 吕劲. 气藏水平井非达西流动二项式产能试井公式[J]. 天然气工业, 2004, 24(10): 83-85.
- [12] 陈志海, 马新仿, 郎兆新. 气藏水平井产能预测方法[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 98-99.
- [13] 曾保全, 程林松, 李春兰, 等. 特低渗透油藏压裂水平井开发效果评价[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 791-796.

编辑 刘北昇

China

Wang Hua. Application of improved water drive curve in recoverable reserves. *PGRE*, 2012, 19(4):84–86.

Abstract: Water drive curve is one important method for estimate recoverable reserves of water drive reservoir, this method is widely used in high water-cut stage of development, but the water drive curve starts to rise upward at extra high water cut stage, it is an obvious non-adaptability that uses water drive reservoir to calculate recoverable reserves in this period. For the development characteristic of extra-high water cut development stage, it has improved the formula of water drive curve, and established a new formula for water drive curve at high water-cut stage to calculate recoverable reserves, which has widened the scope of water drive curve. The recoverable reserve is estimated to be 555 million tons in Gudong oilfield 54–61 unit by the improved formula, and the recovery rate is 39.1%, and the result accords well with the field practice. To validate the applicability of improved method, it has screened 6 units of Shengli oilfield which is in extra high water cut stage and its water drive curve is upward to calculate recoverable reserves. The results prove that the improved method is more applicable to the oilfield production.

Key words: extra high water cut period; water drive curve; technical recoverable reserve; least square method curves

Wang Hua, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Huang Wenfen, Qin Xuejie, Du Xiaoyong. Study on development effectiveness of water injection and gas injection for reservoirs with low volatile black oil. *PGRE*, 2012, 19(4):87–89.

Abstract: The crude oil in O72&O73 reservoirs of Plutonio oil field has good properties and low volatility. The saturation pressure of reservoirs is very near to the initial formation pressure. Injecting fluid to maintain the formation pressure is an effective way to enhance the recovery of this kind of reservoir. Analyzing the balance between injecting and producing and flooding effects of different injecting fluids will be helpful for adjusting injection volume timely and enhancing the development performance. Studies on the ratio of injection–production show that there is fluid communication between two reservoirs. Research on relative permeability curves and the simulation model show that the water–flooding has higher oil displacement efficiency and the gas–flooding sweeps larger area. Both water and gas are injected to maintain the reservoir pressure since the very beginning of the development in field. It turns out that, after 3 years production, the recovery degree of two reservoirs is up to 18.5% and 10.9% respectively, with the average production rate of 3.3% and 5.5%.

Key words: low volatility black oil; GOR; injection–production ratio; oil displacement efficiency; recovery rate

Huang Wenfen, Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing City, 100083, China

Yin Junlu, Zhao Dingnan, Dong Jiashan et al. Numerical simulation on factors affecting flooding mechanism of bottom-water reservoir in horizontal wells. *PGRE*, 2012, 19(4):90–92.

Abstract: Bottom water reservoir, often with a big water body and enough fluid supply, can supply its formation energy used in exploiting crude oil immediately by bottom water. The production rate will be seriously affected once water breakthrough in horizontal wells during the development process. Based on the numerical simulation, the relationship of horizontal section length, height of water avoidance, producing pressure drop and water breakthrough time, cumulative recovery of water-free period and water cut has been studied in this paper, and the reasonable dimensionless horizontal section length, dimensionless height of water avoidance and producing pressure drop are respectively 0.75, 0.9 and 1.0 MPa. The results show that the influence degree on water breakthrough from high to low is respectively producing pressure drop, dimensionless height of water avoidance and dimensionless horizontal section length; and the influence degree on cumulative recovery of water-free period from high to low is respectively height of water avoidance, horizontal section length and producing pressure drop. A big height of water avoidance and a small producing pressure drop and a long horizontal section length could prolong the water breakthrough time and increase the cumulative recovery of water-free period and is more beneficial to develop the bottom water reservoir.

Key words: bottom water reservoir; horizontal well; water–flooding pattern; numerical simulation; horizontal well parameters.

Yin Junlu, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China

He Yifan, Liao Xinwei, Xu Mengya et al. Deduction and application of deliverability prediction model for low permeability fractured horizontal gas well. *PGRE*, 2012, 19(4):93–96.

Abstract: Because of the existence of fractures in fractured horizontal well, gas converges in the wellbore with high velocity and large capacity, this would cause extra turbulent pressure drop. So, the deliverability equation of fractured horizontal gas well should consider the influence of non-Darcy flow rule. This paper adopts complex potential theory and superposition principle to deduce the seepage equation of fractured horizontal well and finally obtain the binomial deliverability equation of fractured horizontal gas well after considering the additional pressure drop caused by turbulent flow in the fractures. This equation is verified by field data and the elements which can influence the turbulent flow of fractured horizontal gas well are analyzed. The result is that this equation deduced in the paper fits the demand of field production and can guide the development and production of oilfield.

Key words: low permeability reservoir; fractured horizontal well; binomial deliverability equation; influence factor; non-Darcy flow; flow conductivity

He Yifan, College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China