

高含水期大孔道渗流特征及定量描述方法

吴忠维¹,崔传智¹,杨勇²,黄迎松²,刘志宏²

[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勘探开发研究院,山东 东营 257015]

摘要:受注入水长期冲刷作用影响,疏松砂岩油藏在特高含水期易发育大孔道,大孔道的存在造成无效水循环,影响水驱开发效果,故大孔道识别与定量描述对高含水期提高采收率措施有重要意义。文章分析了大孔道中的高速非达西渗流特征,依据高速非达西渗流的识别标准,建立了大孔道识别标准,并在考虑注水开发过程中渗透率随冲刷孔隙体积倍数变化的基础上,建立了油藏模拟系统,并给出了大孔道定量描述方法。最后选取孤东油田七区西馆上段Ng6³⁺⁴开发单元作为典型油藏,进行了大孔道识别与定量描述研究。结果表明,在典型油藏的模拟区域储层内大孔道所占的比例较小,主要分布在注水井周围或注采井间。考虑了注采井距、注采压差、渗透率等指标所建立的大孔道识别标准能够有效的在油藏模拟系统中应用,并能准确、定量的描述大孔道。

关键词:高含水期;高速非达西流;大孔道识别;油藏模拟;提高采收率;孤东油田

中图分类号:TE327 **文献标识码:**A

Seepage characteristics and quantitative description of large pore pathways at high water cut stage

Wu Zhongwei¹, Cui Chuazhi¹, Yang Yong², Huang Yingsong², Liu Zhihong²

[1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

2. Research Institute of Exploration and Development of Shengli Oilfield Company Ltd., SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China]

Abstract: The identification and quantitative description of large pore pathways are of great significance to improve the measures of oil recovery at high water cut stages. Since the large pore pathways, usually developed in unconsolidated sandstone oil reservoirs at high water cut stage under the long-term injected waterscouring, can cause ineffective water cycle, and compromise the effect of water injection on recovery enhancement. Thus the study analyzed the seepage characteristics of high-velocity non-Darcy flow in the large pore pathways, to set up diagnostic criteria for large pore pathways according to the standards used to identify the high-velocity non-Darcy flow, and established an oil reservoir simulation system based on permeability, which changes with the pore volume expansion during scouring through water injection. And a quantitative description of the large pore pathways was given. Finally, the Ng6³⁺⁴ development unit in the upper member of the west Gudong oilfield was selected for reservoir simulation to identify large pore pathways and to carry out the quantitative description of the pathways. The results show that the proportion of large pore pathways, mainly distributed around the injectors or between injectors and producers, is relatively small in the simulated reservoir. In conclusion, the diagnostic criteria of large pore pathways, taking into account of the injector-producer spacing, injection-production pressure difference and permeability, can be effectively applied to the oil reservoir simulation system and the resultant quantitative description of the large pore pathways is accurate.

Key words: high water cut stage, high-velocity non-Darcy flow, identification of large pore pathways, oil reservoir simulation, EOR, Gudong oilfield

疏松砂岩油藏具有胶结作用弱、渗透率高以及非均质性强的特点。在长期注水冲刷作用下,油层局部

收稿日期:2017-05-17;修订日期:2018-02-06。

第一作者简介:吴忠维(1990—),男,博士研究生,油气田开发工程。E-mail:327803426@qq.com。

通讯作者简介:崔传智(1970—),男,博士、教授,提高采收率理论与技术。E-mail:ccz2008@126.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05010-002-007,2016ZX05011-002-003,2017ZX05072-006-004);山东省自然科学基金项目(ZR2017MEE054);中国石化科技计划项目(P16100);中央高校基本科研业务费专项资金(18CX06011A);中国石油大学研究生创新工程项目(YCX2018013)。

渗透率增加,易形成大孔道^[1-3]。胜利油区孤东油田39个井组的井间示踪测试结果表明^[4-6],大孔道发育率高达34.7%,且其渗透率范围为 $8\,000 \times 10^{-3} \sim 80\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值高达 $10\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与开发初期渗透率相比,大孔道发育后的储层渗透率增加6倍以上;大孔道厚度一般较小,仅为吸水层厚度的1%~8%;有的大孔道厚度甚至只有几厘米,但其吸水量为全井的90%以上。综上可知,大孔道发育造成了大量无效水循环,影响水驱开发效果。正确识别和定量描述大孔道对于高含水期油田的堵水调剖等提高采收率措施具有重要指导意义。

目前,有些学者^[7-9]通过岩心分析、物理模拟和数值模拟等方法,研究了大孔道内流体的流动。结果表明,大孔道形成后水突进严重,存水率低;当流量较大时,大孔道内流体流动不再符合线性流动规律,而是偏离直线段,呈现高速非达西流。关于大孔道内流体流态识别方法研究较多,有测井解释资料法^[10-11],试井资料法^[12-13],示踪剂法^[14-15],油藏工程与数学结合法^[16-17]及水力探测法^[18-19]等。这些方法对于大孔道的分布位置,即分布面积及体积等参数的定量描述研究很少,且这些很少的定量描述研究一般都基于一些假设,而这些假设与实际情况一般都相差很大,求解结果可靠性有待提高。

本文分析了大孔道的高速非达西渗流特征,并根据该特征建立了大孔道识别方法,最后考虑大孔道形成机理,运用所建立的大孔道识别方法,识别所建油藏模拟系统中大孔道网格,再通过线性运算,获取大孔道定量描述参数:分布位置、分布面积及体积。

1 大孔道的高速非达西渗流

1.1 高速非达西渗流表征

渗流速度较大时,与粘滞力相比,惯性力不能被忽略。渗流速度与驱动压力梯度不再呈现线性关系,而是偏离直线段,流动变为高速非达西流动。最常用的高速非达西渗流的描述方程有两种:Forchheimer公式与指数公式^[20-22]。指数公式如下:

$$v = c \left(\frac{dp}{dx} \right)^n \quad (1)$$

式中: v 为渗流速度,cm/s; dp/dx 为压力梯度, 10^{-1} MPa/cm; c 为与流体孔隙介质及流体性质有关的常数,一般取 K/μ , (K 为渗透率, μ 为粘度), $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; n 为渗流指数,取值区间为0.5~1,取1.0时,流动为达西流动,无量纲。

Forchheimer公式与指数公式均为实验所得的经验公式,前者可以从N-S方程中推导得到,理论基础相对较好。通过计算发现Forchheimer公式与指数公式分别用于表征高速非达西流动时的大孔道分布位置、体积等参数相差不大;但与Forchheimer公式相比,指数公式计算较简单,故本文选取指数公式来表征高速非达西渗流。

1.2 大孔道中高速非达西渗流

根据崔传智^[6]研究,对于有大孔道发育的井组,地层水的粘度为0.5 mPa·s,大孔道渗透率为 $10\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为30%,注采压差为2.0 MPa,当注采井间平均距离为212 m时,水的平均流速为0.348 cm/s。如果采用达西线性渗流公式进行计算,水的流速只有0.031 4 cm/s,与实际水的流速相差10倍以上。因此大孔道中流体的流动不再符合达西线性渗流规律,而是高速非达西渗流。当渗流为高速非达西流时,渗流速度可以使用公式(1)计算。采用公式(1)进行计算的结果见表1。当渗流指数 n 取0.65时,计算出的水推进速度为0.360 11 cm/s,与矿场统计的水流速非常接近,说明大孔道中的流动规律不是线性达西流而是高速非达西流。

2 大孔道识别标准

高速非达西渗流的识别方法^[23-25]很多,经过对比分析,本文选取卡佳霍夫公式^[23]来进行高速非达西流的识别。卡佳霍夫公式的表达式为:

$$Re = \frac{v\sqrt{K\rho}}{17.5\mu\Phi^{1.5}} \quad (2)$$

表1 达西流与高速非达西流的速度计算对比

Table 1 Velocity comparison of Darcy flow and high-velocity non-Darcy flow

注采井距/m	实际水流速/(cm·s ⁻¹)	达西线性流水流速/(cm·s ⁻¹)	高速非达西流水流速/(cm·s ⁻¹)			
			$n=0.5$	$n=0.6$	$n=0.7$	$n=0.8$
212	0.348	0.031 45	1.023	0.510	0.254	0.127

式中: Re 为雷诺数; v 为渗流速度, cm/s ; K 为渗透率, μm^2 ; μ 为粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; ρ 为密度, g/cm^3 ; Φ 为孔隙度, %。

将公式(1)代入到公式(2)中, 得到如下大孔道识别公式:

$$Re = \frac{K^{1.5} \rho}{17.5 \mu^2 \Phi^{1.5}} \left(\frac{dP}{dL} \right)^n \quad (3)$$

当 $Re \leq 0.2 \sim 0.3$ 时, 渗流为线性渗流, 即未形成大孔道; $Re > 0.2 \sim 0.3$ 时, 渗流为高速非达西渗流, 即形成了大孔道。

根据公式(3)与大孔道形成的临界条件 $Re = 0.3$, 渗流指数 n 取 0.65。作不同注采井距下, 注采压差与形成大孔道时的临界渗透率关系曲线(图1)。由图可知, 注采压差一定时, 随着注采井距的增加, 形成大孔道所需要的临界渗透率越高。如注采压差为 5 MPa 时, 形成大孔道所需的最小渗透率由井距为 150 m 时 $2.8 \mu\text{m}^2$ 增加到井距 400 m 时的 $5.0 \mu\text{m}^2$ 。井距一定时, 随注采压差的增加, 形成大孔道所需要的临界渗透率越低。如井距为 350 m 时, 形成大孔道所需的最小渗透率由注采压差为 1 MPa 时 $12.0 \mu\text{m}^2$ 减小到注采压差为 5 MPa 时的 $4.7 \mu\text{m}^2$ 。

3 大孔道定量描述方法

基于疏松砂岩油藏大孔道形成机理^[1-3], 建立了考虑渗透率随冲刷孔隙体积倍数变化的油水两相渗流数学模型。计算每个网格冲刷倍数, 得到网格绝对渗透率; 再运用建立的识别方法判断是否形成大孔道, 对

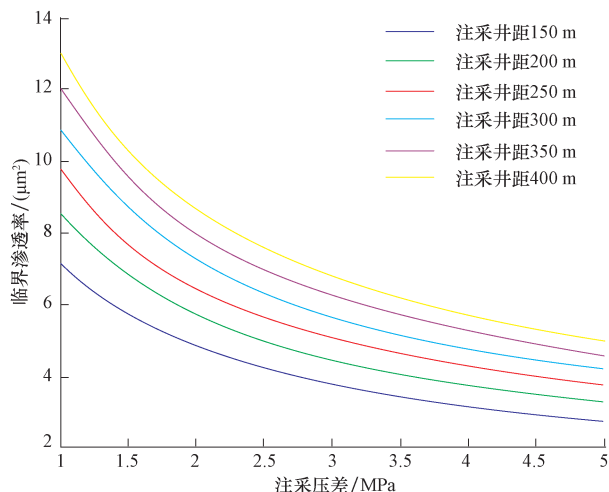


图1 不同注采井距时注采压差与临界渗透率关系曲线

Fig. 1 Correlation between critical permeability and injection-production pressure difference with varying injector-producer spacing

形成大孔道网格进行面积与体积等参数的统计, 获得大孔道分布位置、分布面积及体积等定量描述参数, 并最终实现大孔道定量描述。

3.1 数学模型

根据油水两相流动的运动方程、质量守恒方程及状态方程可得两相流动控制方程。

$$\begin{aligned} \text{油相: } \nabla \cdot \left[\frac{K(R) K_{ro}(K, S_w)}{B_o \mu_o} \nabla (p_o - \rho_o g D) \right] + q_{vo} \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\Phi S_o}{B_o} \right) \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{水相: } \nabla \cdot \left[\frac{K(R) K_{rw}(K, S_w)}{B_w \mu_w} \nabla (p_w - \rho_w g D) \right] + q_{vw} \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\Phi S_w}{B_w} \right) \end{aligned} \quad (5)$$

辅助方程:

$$S_o + S_w = 1 \quad (6)$$

$$p_c = p_o - p_w \quad (7)$$

式中: K 为绝对渗透率, μm^2 ; K_r 为相对渗透率, 小数; p 为压力, 10^{-1} MPa; S 为饱和度, %; B 为体积系数, m^3/m^3 ; ρ 为密度, g/cm^3 ; μ 为粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; q_v 为产量, cm^3/s ; g 为重力加速度, cm/s^2 ; D 为地层的海拔深度, m ; p_c 为油水的毛管力, 10^{-1} MPa; R 为冲刷孔隙体积倍数, 无量纲; 下标 o 和 w 分别代表油和水。

与常规的黑油模型相比, 公式(5)和(6)中的绝对渗透率 k 不是常数, 是冲刷孔隙体积倍数的函数; 相对渗透率 K_r 是饱和度与冲刷孔隙体积倍数的函数。

3.2 高含水期储层渗透率变化

3.2.1 绝对渗透率变化

冲刷孔隙体积倍数是单个网格块中累积注入或流出的水量与网格孔隙体积的比值。根据吴素英研究结果^[26]: 含水小于 90% 以前, 渗透率呈增加的趋势, 渗透率增加 10% ~ 20%; 当在含水大于 90% 以后(特高含水阶段) 渗透率基本保持不变。取其实验测试结果(图2), 通过线性回归得渗透率变化倍数与注入水冲刷孔隙体积倍数的函数关系:

$$M_k = 0.9952 R^{0.0256} \quad (8)$$

式中: M_k 为渗透率变化倍数, 为冲刷后的渗透率与初始渗透率之比, 无量纲。

依据等式(8), 得冲刷后的渗透率与冲刷孔隙体积倍数的关系如下:

$$K = 0.9952 K_i R^{0.0256} \quad (9)$$

式中: K_i 为初始渗透率, μm^2 ; R 为冲刷孔隙体积倍数,

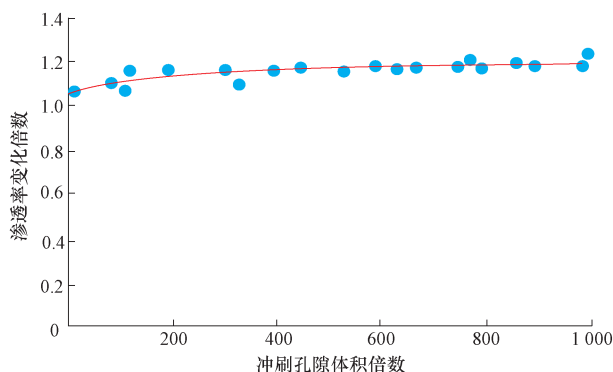


图2 渗透率变化倍数与冲刷孔隙体积倍数的关系

Fig. 2 Relationship between permeability and pore volume under injected waterscouring

其求解方法可以参考文献[27]。

3.2.2 相对渗透率变化

对于水湿储层有油水两相相对渗透率曲线的经验公式^[28]：

$$K_{rw} = K_{rwi} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^n \quad (10)$$

$$K_{ro} = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^m \quad (11)$$

式中： K_{rwi} 为最大含水饱和度对应的水相相对渗透率，无量纲； S_{wc} 为束缚水饱和度，%； S_{or} 为残余油饱和度，%； S_w 为含水饱和度，%； m 和 n 分别为油相指数与水相指数，其大小取决于岩石孔隙结构。

由经验公式可以看出，表征一条相对渗透率曲线的主要特征参数是： K_{rwi} ， S_{wc} ， S_{or} ， m ， n 。渗透率是影响相对渗透率曲线的重要参数^[29]。文献[30]中，统计出了胜利油区整装油田河流相沉积单元的101条相对渗透率曲线的特征参数与渗透率的关系，如下：

$$S_{wc} = 0.3236 - 0.0327 \ln K \quad (12)$$

$$S_{or} = -0.0131 \ln K + 0.1946 \quad (13)$$

$$K_{rwi} = -0.038 \ln K + 0.2594 \quad (14)$$

$$m = -0.2479 \ln K + 2.8019 \quad (15)$$

$$n = 0.0056K + 1.9146 \quad (16)$$

3.3 模型求解与大孔道定量描述

联立公式(4)——(16)可以获得变渗透率的油水两相流的渗流数学模型。在给定初始渗透率与相对渗透率曲线的情况下，离散该模型，并采用隐压显饱求解下一时刻的压力分布、饱和度分布及各网格的冲刷孔隙体积倍数，再运用公式(9)获取注入水冲刷后的绝对渗透率，并代入到公式(10)——(16)中获得注入水冲刷

后的相对渗透率曲线。最后，运用注入水冲刷后的渗透率与相对渗透率曲线更新离散模型中的渗透率与相对渗透率曲线，求解离散模型，获得注入水冲刷影响后的压力分布、饱和度分布及冲刷孔隙体积倍数；如此反复，获得考虑注入水冲刷影响的各时刻各网格的渗透率与压力梯度等参数。在每一个时刻，将各网格渗透率和压力梯度等参数代入到所建立的大孔道识别标准[公式(3)]，识别已形成大孔道的离散网格；统计形成大孔道的网格面积与体积等，最终获取各时刻大孔道定量描述的相关参数，即大孔道分布位置、分布面积及体积等。

4 应用实例

4.1 油藏概况

孤东油田七区西主力含油层系为Ng6³⁺⁴，含油面积为9.58 km²，平均有效厚度为8.8 m，储量为1 674 × 10⁴ t。地下原油粘度为64.9 mPa · s，Ng6³⁺⁴单元的平均孔隙度为31.7%，平均渗透率为2 323.5 × 10⁻³ μm²，以正韵律和复合正韵律沉积为主。Ng6³⁺⁴开发单元1986年投入开发，1987年采用300 m × 212 m反九点法注采井网进行注水开发，1990年将井网调整为交错行列井网。目前综合含水为98.4%，采出程度为34.7%。

选择该单元的部分井组作模拟区域，进行大孔道的识别和定量描述研究，针对模拟区域，建立数值模型。在模型中，平面网格步长为10 m × 10 m，6³⁽¹⁾层纵向上划分为1个层，平均厚度为2.54 m。6³⁽²⁾层纵向上分为3个层，这3层的平均厚度分别为1.45、1.44和1.46 m。6⁴⁽¹⁾层纵向上分为3个层，其平均厚度分别为1.55、1.48和1.46 m。6⁴⁽²⁾层纵向上分为3个层，其平均厚度分别为1.46、1.42和1.46 m。总的网格节点数目为110 × 102 × 10 = 112 200。

4.2 模拟区域内的大孔道识别标准

模拟区域内为行列井网，井距、排距均为212 m，注采压差为1.0 MPa，水粘度为0.4 mPa · s，水密度为1 g/cm³，平均孔隙度为30%。根据雷诺数为0.3，计算形成大孔道的临界渗透率为7 380 × 10⁻³ μm²。因此模拟区域内大孔道的识别标准为：渗透率大于7 380 × 10⁻³ μm²。

4.3 模拟区域内的大孔道定量描述

图3为模拟区域内的Ng6⁴⁽²⁾层目前渗透率分布。可以看出，在注水井周围和注采井间渗透率较高。这

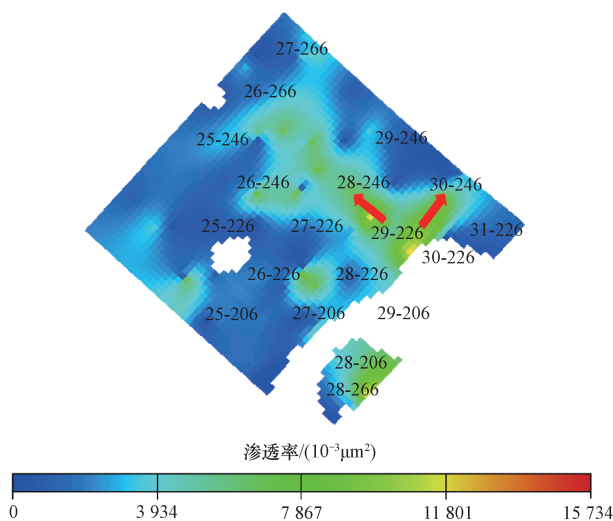


图 3 Ng6⁴⁽²⁾层目前渗透率分布

Fig. 3 Distribution of permeability in the strata of Ng6⁴⁽²⁾ at the current stage

表 2 大孔道分布面积/体积统计

Table 2 Statistics of large pore pathways' area/volume

小层	面积			体积		
	总含油面积/ km ²	大孔道面积/ km ²	大孔道面积所占 比例/%	总孔隙体积/ (10 ⁴ m ³)	大孔道体积/ (10 ⁴ m ³)	大孔道体积所占 比例/%
Ng6 ³⁽¹⁾	0.852	—	—	36.8	—	—
Ng6 ³⁽²⁾	1.023	0.016	1.58	100.18	1.05	1.04
Ng6 ⁴⁽¹⁾	1.074	0.073	6.75	130.02	4.35	3.34
Ng6 ⁴⁽²⁾	0.985	0.116	11.82	111.56	7.43	6.66
合计	1.107	0.176	15.90	378.56	12.82	3.39

是因为注水井的注水量较大,注水井周围与沿注采井间主流线方向的水流速度较大,储层冲刷严重,容易发育大孔道。根据建立的大孔道的判别标准,在 Ng6⁴⁽²⁾层中,在 29-226 井与 28-246 井之间,在 29-226 井与 30-246 井之间发育有大孔道。

对各网格的目前渗透率进行统计,可以得到大孔道在模拟区域各层中的分布面积和体积(表 2)。由表可知,在 Ng6³⁽¹⁾层中没有发育大孔道,在其余各层中均发育有大孔道。

5 结论

1) 根据大孔道内渗透率大的特点,确定了大孔道内的高速非达西渗流特征,并当渗透率增大到地层中流体流动形态为高速非达西流时即认为储层中形成了大孔道。

2) 注采井距、生产压差以及渗透率等都会影响大孔道的形成。注采压差一定时,随着注采井距的增加,形成大孔道所需要的临界渗透率越高。井距一定时,随

注采压差的增加,形成大孔道所需要的临界渗透率越低。

3) 建立了考虑渗透率时变特征的油藏数值模拟系统,使得油藏模拟结果更加准确地反映特高含水期的储层参数变化特征。根据大孔道的判别标准和油藏模拟结果,可以判断储层中是否形成了大孔道,并对大孔道的分布情况等进行了定量描述。

4) 选择了孤东油田七区西 Ng6³⁺⁴单元为典型油藏,根据建立的大孔道的判别标准与数值模拟系统,给出了大孔道的分布位置、分布面积及体积等定量描述参数。

参 考 文 献

- [1] 曾流芳,赵国景,张子海,等. 疏松砂岩油藏大孔道形成机理及判别方法[J]. 应用基础与工程科学学报,2002,10(3):268-276.
Zeng Liufang, Zhao Guojing, Zhang Zihai, et al. The macroscopic throats forming mechanism of unsoldered sand-reservoir and their identifying method[J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2002,10(3):268-276.
- [2] 胡书勇,张烈辉,罗建新,等. 砂岩油藏大孔道的研究——回顾与展望[J]. 特种油气藏,2006,13(6):10-14.
Hu Shuyong, Zhang Liehui, Luo Jianxin. Study on large pore path in sandstone reservoirs—review and prospect[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2006,13(6):11-14.
- [3] 毛振强,谷建伟,董平志. 疏松砂岩油藏大孔道形成机理与预测[J]. 油气地质与采收率,2011,18(01):77-79.
Mao Zhengqiang, Gu Jianwei, Dong pingzhi. Study on occurrence mechanism and prediction of big channels in loose cemented sandstone reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011,18(1):77-80.
- [4] 王学忠. 孤东油田高含水期井间大孔道特征研究[J]. 中国西部油气地质,2006,2(1):101-105.
Wang Xuezhong. High-capacity channel features of the high water-cut stage in the Gudong oilfield[J]. West China Petroleum Geoscience, 2006,2(1),101-105.
- [5] 曾流芳,陈柏平,王学忠. 疏松砂岩油藏大孔道定量描述初步研究[J]. 油气地质与采收率,2002,9(4):53-55.
Zeng Liufang, Chen Baiping, Wang Xuezhong. Preliminary study on quantitative description of high capacity channel in loose sandstone reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002,9(4):53-55.
- [6] 崔传智,杨勇,曹刚,等. 疏松砂岩油藏大孔道中高速非达西渗流对产能的影响[J]. 石油天然气学报,2009,31(13):122-125.
Cui Chuanzhi, Yang Yong, Cao Gang, et al. Effect of high velocity non-darcy on productivity in wormhole of unconsolidated sandstone reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009,31(3):122-127.
- [7] 顾文欢,刘月田,杨宝泉,等. 大孔道内流体流动规律的物理模拟实验[J]. 科技导报,2014,32(36):75-79.
Gu Wenhuan, Liu Yuetian, Yang Baoquan, et al. Fluid flow mechanism in large pore paths investigated using physical simulation[J]. Science & Technology Review, 2014,32(36):75-79.
- [8] 张贤松. 水驱油藏特高含水期非线性渗流产生条件[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2009,(2):90-93.

- Zhang Songxian. Generating condition of non-linear flow in water-flooding reservoir at ultra-high water cut stage[J]. Journal of China University of Petroleum, 2009, 33(2): 90-93.
- [9] 刘红岐, 李宝莹, 王万福, 等. 锦16区块储层及优势通道特征分析[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(6): 60-68.
- Liu Hongqi, Li Baoying, Wang Wanfu, et al. Characteristics analysis of the reservoir and predominate channel in Block Jin-16[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(6): 60-68.
- [10] 宋子齐, 赵磊, 王瑞飞, 等. 利用常规测井方法识别划分水淹层[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2003, 18(6): 50-53.
- Song Ziqi, Zhao Lei, Wang Ruifei, et al. Recognizing watered-out zones by using traditional well logs[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute(Natural Science Edition), 2003, 18(6): 50-54.
- [11] C Naides, Petrobras Energía and M. Paris, et al. Identification of water-bearing layers with resistivity image logs[J]. SPE94962, 2005.
- [12] 刘淑芬, 梁继德. 试井技术识别无效注采水循环通道方法探讨[J]. 油气井测试, 2004, 13(1): 27-30.
- Liu Shufen, Liang Jide. Discussion for an approach to specifying injection and recovery cyclic channel by well testing technology[J]. Well Testing, 2004, 13(1): 27-30.
- [13] 杨士荣. 用试井方法确定注水后地层渗透率的变化[J]. 油气井测试, 2005, 14(6): 28-30.
- Yang Shirong. Determining Change of formation permeability after injection water by testing method[J]. Well Testing, 2005, 14(6): 28-30.
- [14] Maghsood A D, Brigham W E. Analysis of well-to-well tracer flow to reservoir layering[J]. Society of Petroleum Engineering of AIME, 1984, 36(10): 1753-1762.
- [15] Brigham W E, Smith D H. Prediction of tracer behavior in five-spot flow[J]. Society of Petroleum Engineering of AIME, 1965, 18(4): 103-109.
- [16] 刘月田, 孙保利. 大孔道模糊识别与定量计算方法[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(5): 54-59.
- Liu Yuetian, Sun Baoli. Fuzzy identification and quantitative calculation method for big pore throat[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003, 25(5): 54-59.
- [17] 姜汉桥, 刘奋, 洪光明. 用概率模型方法确定下东油田高渗透通道地质参数的研究[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(1): 55-58.
- Jiang Hanqiao, Liu Fen, Hong Guangming. Parameter determination for high permeable channels in BianDong oil field by probability model[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(1): 55-58.
- [18] 商志英, 万新德, 何长虹, 等. 应用水力探测方法确定储层大孔道及剩余油分布状况的研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(2): 30-32.
- Shang Zhiying, Wang Dexin, He Changhong, et al. Study on high permeability channel and remaining oil distribution by using hydraulic detection method[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004, 23(2): 30-33.
- [19] 尹文军, 陈永生, 王华, 等. 水力探测大孔道及剩余油饱和度解释模型的建立[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(1): 63-65.
- Yin Wenjun, Chen Yongsheng, Wang Hua, et al. Building of the interpretation model of the large channels and remaining oil saturation by hydraulic survey[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 12(1): 63-65.
- [20] Huang Haiying, Joseph Adib Ayoub. Applicability of the Forchheimer equation for non-Darcy flow in porous media[J]. SPE102715, 2006.
- [21] 葛家理, 宁正福, 刘月田, 等. 现代油藏渗流力学原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 26-31.
- Ge Jiali, Ning Zhengfu, Liu Yuetian, et al. Modern oil seepage mechanics principle[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 26-31.
- [22] 王晓东. 渗流力学基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 19-20.
- Wang Xiaodong. Foundation of seepage mechanics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 19-20.
- [23] 张建国, 雷光伦, 张艳玉. 油气层渗流力学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 11-13.
- Zhang Jianguo, Lei Guanglun, Zhang Yanyu. Oil and gas seepage flow mechanics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006: 11-13.
- [24] J Geertsma. Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media[J]. SPE4706, 1974.
- [25] Belhaj H A, Agha K R, Nouri A M, et al. Numerical Simulation of Non-Darcy Flow Utilizing the New Forchheimer's Diffusivity Equation[C]. // SPE81499 was presented in Middle East Oil Show & Conference. 2003.
- [26] 吴素英. 长期注水冲刷储层参数变化规律及对开发效果的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(04): 35-37.
- Wu Suying. Changes of reservoir parameters in long-term water injection scouring and its influence on development effect[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(04): 35-37.
- [27] 赵寿元. 注水开发储层物性参数变化数值模拟研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
- Zhao Shouyuan. Research of numerical simulation on the change of reservoir parameter during flood development[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2009.
- [28] 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2001: 312-315.
- Li Aifen. Reservoir physics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2001: 312-315.
- [29] 周建林, 杨少春, 郭玉新. 胜坨油田三角洲储层岩石物理特征[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(2): 15-18.
- Zhou Jianlin, Yang Shaochun, Guo Yuxin. Petrophysical characteristics of rock in delta reservoir of Shengtuo Oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2002, 26(2): 15-18.
- [30] 崔传智, 耿正玲, 王延忠, 等. 水驱油藏高含水期渗透率的动态分布计算模型及应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(4): 118-122.
- Cui Chuanzhi, Geng Zhengling, Wang Yanzhong, et al. Calculation model of dynamic permeability distribution and its application to water drive reservoir at high water cut stage[J]. Journal of China University of Petroleum, 2012, 36(4): 118-122.