

特低渗透油藏多层合采评价新指标

徐庆岩¹, 蒋文文², 林伟³, 张磊⁴, 魏林果⁵, 杨正明⁶

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国专利信息中心, 北京 100088; 3. 中国石油渤海钻探第三钻井公司, 天津 300280; 4. 中国石化华东分公司采油厂, 江苏泰州 225300; 5. 中国石油塔里木油田分公司规划计划处, 新疆库尔勒 841000; 6. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007)

摘要:针对特低渗透多层油藏的层间非均质性和流体的非线性渗流特征,采用天然露头平板大模型并驱替的物理模拟方法和非线性渗流数值模拟软件,对特低渗透多层油藏合采的开发效果进行研究。结果表明,特低渗透油藏多层合采时的总体采出程度与渗透率级差、平均渗透率、开发层数和地层油粘度均有关系。渗透率级差越大,总体采出程度越低,相对高渗层与相对低渗层的采出程度差值越大;平均渗透率越高,总体采出程度越高;开发层数越多,地层油粘度越大,多层合采时的开发效果越差。在此基础上,提出了“四元综合影响因子”的概念来评价多层合采的开发界限。计算分析表明,多层合采的综合采出程度与四元综合影响因子呈幂函数递减关系,“四元综合影响因子”可以作为评价多层油藏开发效果的重要指标。

关键词:四元综合影响因子;非线性渗流;数值模拟;物理模拟;多层油藏;特低渗透油藏

中图分类号:TE348

文献标识码:A

New evaluation indicators of commingled production for ultra-low permeability reservoirs

Xu Qingyan¹, Jiang Wenwen², Lin Wei³, Zhang Lei⁴, Wei Linguo⁵, Yang Zhengming⁶

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. China Patent Information Center, Beijing 100088, China; 3. No. 3 Drilling Engineering Company of Bohai Drilling Co. Ltd., PetroChina, Tianjin 300280, China; 4. East China Branch Oil Production Plant of China Petrochemical, SINOPEC, Taizhou, Jiangsu 225300, China; 5. Planning Center of Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China; 6. Langfang Branch of Petroleum Exploration & Development Research Institute, PetroChina, Langfang, Hebei 065007, China)

Abstract: Considering the vertical heterogeneity characteristics of multilayer reservoirs and nonlinear seepage regularity for fluid flowing in the ultra-low permeability reservoirs, natural large-scale outcrop model and nonlinear seepage numerical simulation software were adopted to research the development effect of commingled production for ultra-low permeability reservoirs. Results show that total recovery percent is influenced by permeability ratio, average permeability, layer number and oil viscosity during commingled production. With the increase of permeability ratio, the total recovery percent decreases and the difference between the higher and the lower permeability layers becomes larger; And the higher the average permeability is, the higher total recovery percent is; the more the layer number is and the higher the oil viscosity is, the poorer the development effect is during commingled production. On this basis, a new parameter called “quad-element synthetic influence factor” is proposed to evaluate the development boundary for the commingled production of multilayer reservoir. Analysis indicates that the total recovery percent is in a power function relationship with this new parameter, which could be used as an important indicator for development effect evaluation of ultra-low permeability multilayer reservoir.

Key words: quad-element synthetic influence factor, nonlinear seepage, numerical simulation, physical simulation, multilayer reservoir, ultra-low permeability reservoir

特低渗透油藏由于渗透率、岩性、沉积环境、流体性质等因素的差别,油层间存在强烈的非均质性^[1-4]。

各油层在吸水能力、水线推进速度、分层产液能力和层间动用程度等方面的差异,对于多层油藏的开发效果

收稿日期:2015-01-05;修订日期:2015-08-11。

第一作者简介:徐庆岩(1987—),男,博士、工程师,油气田开发。E-mail: xuqingyan007@163.com。

基金项目:国家油气重大专项(2011ZX0513-006)。

形成制约和干扰,需要通过合理的层系划分与组合来改善开发效果。流体在特低渗透油藏中的渗流规律明显区别于常规中、高渗透油藏,最本质也是最明显的一点就是其中的流动规律不再符合经典的达西定律,出现了非线性渗流特征^[5-7]。前人对于多层油藏合采的渗流特征及规律的数值模拟研究都是基于达西渗流规律^[8-10],普遍没有考虑特低渗透油藏的非线性渗流特征。为了准确描述特低渗透油藏多层合注合采时的各层水驱效果差异、流体流动特征及分布规律,本文以某特低渗透油藏为例,采用大型平板模型并联驱替实验和自主研发的非线性渗流数值模拟软件来模拟多层合采的渗流特征和开发规律,分析不同层间组合方式、渗透率级差、开发层数和地层油黏度等因素对驱替效果的影响,并提出新的层系划分界限评价参数。

1 非线性渗流理论

室内试验研究发现,特低渗透岩心存在非线性渗流特征^[5-7]。图1为典型特低渗透岩心的无因次渗透率(水测渗透率与绝对渗透率的比值)与压力梯度的关系曲线。从图中可以看出,特低渗透岩心水测渗透率随着压力梯度的增大而增大。当压力梯度较小时,在相同压力梯度下,绝对渗透率越小,无因次渗透率越小,反映出其非线性特征更强,动用难度更大;当压力梯度较大时,无因次渗透率都接近于1。这是因为当压力梯度较小时,岩心中只有一部分较大喉道的水可以流动,而大多数较小喉道的水无法流动;而当压力梯度增加时,有更多的小喉道参与流动,无因次渗透率相应增加;直到压力梯度增大至所有喉道都参与流动时,无因次渗透率趋于1。

2 多层合采物理模拟

为了研究多层合采时不同储集层的渗流规律及流场特征,采用大型平板模型并联驱替实验进行物理模

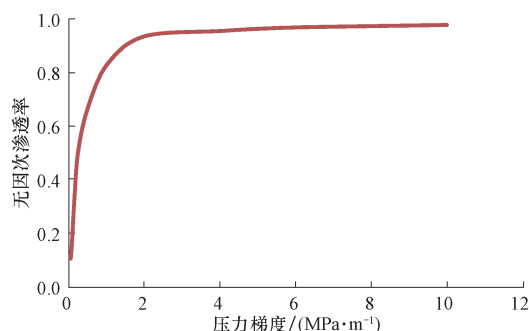


图1 典型无因次渗透率与压力梯度关系

Fig. 1 Typical curve of dimensionless permeability vs. pressure gradient

拟。要开展大型平板模型物理模拟实验,需经过三道工序,包含天然露头的筛选和评价,平板模型的制作、封装、抽真空、饱和水,以及流场的测量。为了使取得的特低渗透砂岩天然露头具有代表性,实验采用的露头取自某实际区块储集层的野外天然露头岩心。通过对天然露头与实际储层的孔喉结构、黏土矿物含量分析、非线性渗流规律相似研究,筛选出能够反映真实储层特征的天然露头岩心模型。筛选完岩心后,从中挑出3种不同渗透率(0.2×10^{-3} , 1.2×10^{-3} , $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的砂岩平板模型各4块,为了研究方便,将12块平板均切割成 $50 \text{ cm} \times 50 \text{ cm} \times 3 \text{ cm}$ 的平板模型。

2.1 实验材料制备

大型平板模型的制备、处理和测量主要按以下步骤^[11-12]进行。

1) 钻孔及测点布置

在模型一侧,沿模型对角线在模型的两角处钻取深孔模拟注采井(一注一采),在其他位置钻取表层浅孔模拟布置压力测量点;在模型的另一侧钻取表层浅孔埋入导线作为流场测量点。

2) 模型预处理

将钻过孔的平板模型清理干净,放入恒温箱中烘干。待平板模型烘干后,将其从恒温箱中取出,静置至自然冷却。在平板模型表面预留的钻孔上安置传感器接头,用云石胶固定连接,并做好密封处理,以防止在模型封装时引起钻孔堵塞。

3) 模型封装

根据模型尺寸准备封装模具,将平板露头模型居中放置在模具中。采用特制的具有较强的耐温耐压性能的封装材料对平板模型进行整体浇铸。模型初步成型后,将其放入 80°C 的恒温箱中静置至完全固化。此时取出平板模型,待其自然冷却。

4) 抽真空、饱和水

设计以下抽真空流程,并形成平面模型抽真空饱和水的实验装置。采用多点抽真空及饱和水法,即多点抽真空,保证不同位置真空度都很高,同时设置真空表观察真空度变化情况。当达到真空以后,从非抽真空点饱和水,再次观察真空度变化,当真空度恢复到大气压以后,说明所在位置已经饱和完全。

5) 流场测量

采用不同离子质量浓度的矿化水作为饱和流体和注入流体^[13]。在砂岩露头钻取标准小岩心作为实验对比平行样,烘干抽真空后,每个岩心分别饱和预先配置的不同矿化度的地层水,然后测定小岩心的电阻率比值和矿化水离子质量浓度之间的关系。在实验过程中,只要测量出露头平板模型中某一点的电阻率值,就

可以快速方便的计算出流体的置换程度,从而获得单相渗流时流场分布情况。后面数据对比时,将累计注入 0.3 PV 流体的置换程度近似作为驱替模型的采出程度。

2.2 实验装置及流程

大型露头平板模型物理模拟的实验装置由五部分组成,分别为:注入系统、露头平板模型、流速测量系统、流场测量系统和压力场测量系统(图2)。

1) 露头平板模型

利用前面所述方法封装制作特超低渗透砂岩大型露头平板模型。

2) 注入系统

注入系统由氮气瓶、中间容器(内装实验用矿化水)、压力稳定装置(美国 ALICAT 公司生产的压力控制器,能够提供连续稳定的供给压力)、压力传感器(监测供给压力的大小)组成。

3) 压力场测量系统

压力场测量系统包括高精度压力传感器、巡检仪和电子计算机。其中,压力传感器通过预置在内部的测压接头连接在特超低渗透平板模型上。实验采用瑞士 TRAFAG 公司生产的高精度压力传感器,测量范围为 0~0.6 MPa。

4) 流场测量系统

流场测量系统是由电阻率探头、多路数据采集器、电阻率测量仪和电子计算机组成的。其中,电阻率测量仪采用的是上海仪器仪表研究所研制的 ZL5 型智能 LCR 测量仪,电阻的测量范围是 0.0001~9999 kΩ。

5) 采出液流速测量系统

采出液流速测量仪采用自行研制的高精度微流量计,精度高,读数较为精确,克服了天平称重存在的测量精度差,但具有易受环境影响、计量不连续等缺点。

基本实验步骤如下。

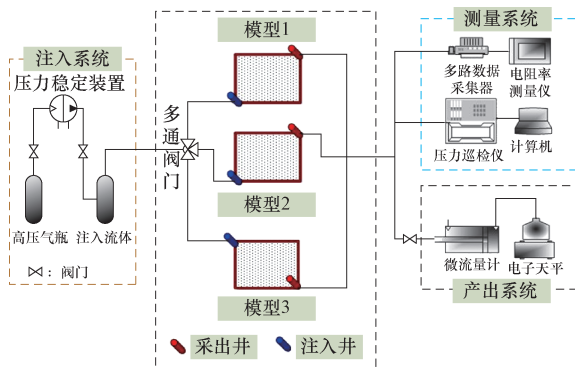


图2 大型平板模型并联合采模拟系统流程

Fig. 2 System flow of parallel commingled production simulation for large-scale sandstone outcrop slab model

1) 物理模型抽真空饱和

首先对平板模型抽真空,饱和质量浓度为 20 g/L 的矿化水,通过称重法,得到模型的平均孔隙体积和孔隙度,测量模型平面各测点的初始电阻率值。

2) 流场

在恒定压差下注入矿化度为 100 g/L 的矿化水,实时测量注入过程中模型平面各测点的电阻率值,同时测量模型出口的产量,注入 1.5 PV 后结束实验。

3) 数据处理

通过各测点的电阻率比值计算流体的置换程度。

2.3 实验结果分析

1) 单层单采

应用前文所述的露头平板模型实验方法与步骤,选取渗透率 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (记为第1层)、 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (记为第2层)和 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (记为第3层)的三块模型分别进行驱替模拟实验。模拟过程中保持注采压差为 0.5 MPa,计算各模型的采出程度。

2) 两层合采

选取3种渗透率的模型各2块两两组合进行并联驱替实验,渗透率组合分别为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 与 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (第1层+第2层)、 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 与 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (第2层+第3层)、 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 与 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (第1层+第3层)。模拟过程中保持注采压差为 0.5 MPa,计算各模型的采出程度。

3) 三层合采

选取3种渗透率的模型各1块组合进行并联驱替实验,即渗透率组合为 0.2×10^{-3} 、 1.2×10^{-3} 和 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (第1层+第2层+第3层)的合采模拟研究。模拟过程中保持注采压差为 0.5 MPa,计算各模型的采出程度。

由最终汇总结果(表1)可知,单层单采时,储层的渗透率越高,采出程度就越高;两层合采时,总体采出程度与渗透率级差和平均渗透率都有关系:渗透率级差越大,总体采出程度越低,相对高渗层与相对低渗层的采出程度差值越大,高渗层的采出程度大于单层单采时该层的采出程度,低渗层的采出程度小于单层单采时该层的采出程度;平均渗透率越高,总体采出程度越高。结合三层合采的开发指标,我们还可以发现,层数对于总体采出程度也有影响,层数越多,总体采出程度越低,高低渗层的差异更加明显。

3 多层合采数值模拟

3.1 分类综合研究

为了进一步系统研究多油层组合开发效果的评价

表 1 多层油藏水驱数值模拟结果
Table 1 Numerical simulation results of multilayer reservoir water flooding

组合方式	平均渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	渗透率级差	单层采出程度/%	总体采出程度/%	采出程度差值/%
1	0.2	—	13.89	13.89	—
2	1.2	—	39.70	39.70	—
3	5.0	—	40.41	40.41	—
1 + 2	0.7	6	11.41 59.93	35.67	48.52
1 + 3	2.6	25	6.28 65.10	36.54	58.82
2 + 3	3.1	4.17	13.63 61.09	37.37	47.46
1 + 2 + 3	2.1	25	4.29 25.37 68.98	32.88	64.69

表 2 数模模型主要参数
Table 2 Key parameters of simulation model

基础物性参数	参数值
顶层深度/m	2 000
砂体厚度/m	20
砂体有效厚度/m	14
饱和压力/MPa	12.08
地层水压缩系数/(10^{-4}MPa^{-1})	4.77
原油压缩系数/(10^{-4}MPa^{-1})	8.50
岩石压缩系数/(10^{-4}MPa^{-1})	4.35
平均渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.2
平均孔隙度/%	12.1
束缚水饱和度/%	30
原始地层压力/MPa	16.75
地下原油粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	1.2
地下水粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	0.4
原油体积系数/	1.24
原油密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	0.85
溶解气油比/($\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$)	115.7

指标,利用研制的特低渗透油藏非线性渗流数值模拟软件^[13-15],对多油层组合开发展开数值模拟研究,研究渗透率级差、平均渗透率、开发层数以及地层油黏度等因素对多层油藏水驱效果的影响。建立一注一采的数模模型,其中各项参数如表 2 所示,下面通过一系列模型进行分类研究。

1) 渗透率级差

以表 2 中的数据参数为基础,固定第一层的渗透率为 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,改变第二层的渗透率分别为 $1.2 \times 10^{-3}, 2.4 \times 10^{-3}, 3.6 \times 10^{-3}, 4.8 \times 10^{-3}, 6 \times$

$10^{-3}, 7.2 \times 10^{-3}, 8.4 \times 10^{-3}, 9.6 \times 10^{-3}, 10.8 \times 10^{-3}, 12 \times 10^{-3}, 18 \times 10^{-3}, 24 \times 10^{-3}, 36 \times 10^{-3}, 48 \times 10^{-3}, 60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,即渗透率级差分别为 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,15,20,30,40,50,60,依次建立两层合采模型,统计开发 20 年的开发指标。

图 3 是两层采出程度的差值与渗透率级差的关系曲线。由图可知,拐点处对应渗透率级差为 3~4。当渗透率级差大于 4 之后,两层的采出程度有显著差异,渗透率较低储层的开发效果较差,储量动用程度较低。因此特超低渗透油藏合层开采的合理渗透率级差应控制在 3~4 以下,相对于中、高渗油藏,特低渗透油藏的合理开发渗透率级差界限更加严格。

2) 平均渗透率

固定渗透率级差为 4,改变最小渗透率为 $0.2 \times 10^{-3}, 1.2 \times 10^{-3}, 2 \times 10^{-3}, 5 \times 10^{-3}, 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,研究渗透率级差相同时,平均渗透率的大小对开发效果的影响。统计开发 20 年的采出程度,如表 3 所示。

3) 开发层数

分别建立两层正韵律模型($0.2 \times 10^{-3}, 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、三层正韵律模型($0.2 \times 10^{-3}, 5 \times 10^{-3}, 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、四层正韵律模型($0.2 \times 10^{-3}, 1.2 \times 10^{-3}, 5 \times 10^{-3}, 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)和五层正韵律模型($0.2 \times 10^{-3}, 1.2 \times 10^{-3}, 5 \times 10^{-3}, 7 \times 10^{-3}, 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。研究渗透率级差相同、平均渗透率接近时,开发层数对于多层合采开发效果的影响。统计开发 20 年的总体采出程度,如图 4 所示。

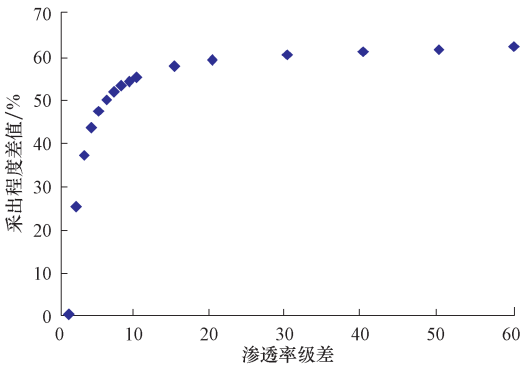


图 3 采出程度差值与渗透率级差关系
Fig. 3 Recovery factor difference vs. permeability ratio

由图 4 可知,开发层数越多,多层合采时的开发效果越差,总体采出程度越低。这是因为开发层数越多,纵向相邻层间的影响越显著,产生了叠加作用,层间干扰作用加剧,从而导致了开发效果的变差。

4) 地层油粘度

为了研究地层油粘度对多层合采的影响,建立两层正韵律模型(上层渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,下层渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),地层油粘度分别为 1.2,2.4,3.6,4.8,6.0,7.2 $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。统计开发 20 年的总体采

出程度,如图 5 所示。

由图 5 可知,多层开采时,总体采出程度随着地层油黏度的增大而减小。地层油黏度越大,层间差异越大,矛盾越明显,合采时的开发效果越差。

3.2 四元综合影响因子

由以上研究可知,渗透率级差(J)、平均渗透率(K)、开发层数(N)和地层油粘度(μ)是影响多层油藏合采水驱油驱替效果的主要影响因素,为体现多种因素的共同作用,通过以下方法建立四元综合影响因子。

首先对开发层数(N)和平均渗透率(K)的变化进行标准化处理,以消除绝对值大小的影响,具体方法为:

$$J'(i) = \frac{J(i)}{\max[J(i)]}$$
 (1)

$$N'(i) = \frac{N(i)}{\max[N(i)]}$$
 (2)

$$K'(i) = \frac{K(i)}{\max[K(i)]}$$
 (3)

$$\mu'(i) = \frac{\mu(i)}{\max[\mu(i)]}$$
 (4)

其次,将 4 个因素组合生成四元综合影响因子 ξ (无量纲)。

$$\xi(i) = \frac{J'(i) \times \mu'(i) \times N'(i)}{K'(i)}$$
 (5)

按照上述方法,可以计算出不同组合条件下的四元综合影响因子。四元综合影响因子越大,表明合层开采时的纵向非均质性越强,层间矛盾越突出。

由图 6 可知,多层合采的综合采出程度与四元综合影响因子呈幂函数递减关系。当四元综合影响因子

大于 0.25 以后,曲线出现明显的拐点,综合采出程度保持在相对较低的水平;四元综合影响因子小于 0.25 时,综合采出程度较高。由此可见,四元综合影响因子是渗透率级差、平均渗透率、开发层数及地层油黏度的综合表征,该参数与多层合采时的综合采出程度有良好的对应关系。多层合采若想取得较好的开发效果,四元综合影响因子应该小于 0.25。若储层的四元综合影响因子大于 0.25,则应分层开采。可见,四元综合影响因子可以作为评价多层合采开发界限的重要指标。

4 结论

1) 流体在特低渗透油藏渗流具有非线性渗流特征,需要采用天然露头平板大模型并联驱替的物理模拟方法和非线性渗流数值模拟软件,对特低渗透多层油藏水驱开发效果进行模拟。

2) 单层单采时,储层的渗透率越高,采出程度就越高。两层合采时,总体采出程度与渗透率级差和平均渗透率都有关系:渗透率级差越大,总体采出程度越低,相对高渗层与相对低渗层的采出程度差值越大,高渗层的采出程度大于单层单采时该层的采出程度,低渗层的采出程度小于单层单采时该层的采出程度;平均渗透率越高,总体采出程度越高。层数越多,总体采出程度越低,高低渗层的差异更加明显。

3) 渗透率级差、平均渗透率、开发层数和地层油黏度是影响多层油藏合采水驱油驱替效果的主要影响因素,在此基础上提出的四元综合影响因子可以作为评价多层合采开发界限的重要参数。

表 3 不同平均渗透率计算结果
Table 3 Simulation results at different average permeability

1 层渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	2 层渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	平均渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	总体采出程度/%	1 层采出程度/%	2 层采出程度/%
0.2	0.8	0.5	30.54	12.52	48.56
1.2	4.8	3.0	36.18	15.51	56.85
2.0	8.0	5.0	38.25	16.67	59.83
5.0	20.0	12.5	39.62	18.36	60.88
10.0	40.0	25.0	41.25	20.55	61.95

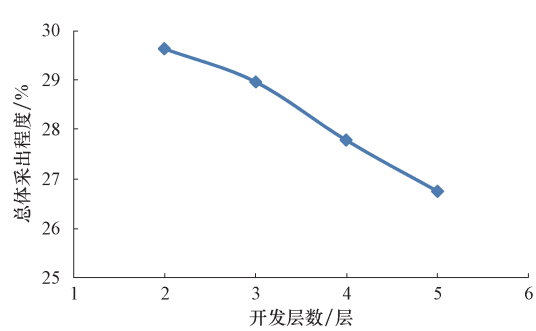


图 4 不同开发层数计算结果
Fig. 4 Simulation results at different producing layers

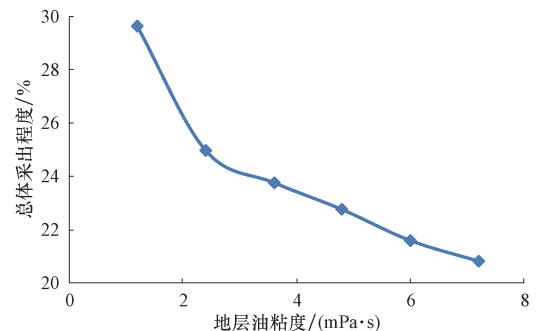


图 5 不同地层油粘度计算结果
Fig. 5 Simulation results at different formation oil viscosity

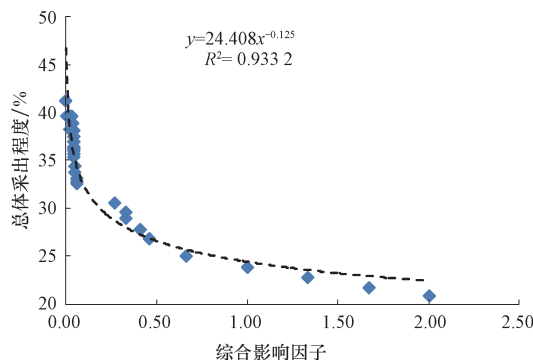


图6 综合采出程度与综合影响因子关系

Fig.6 Total recovery percent vs. synthetic influence factor

参 考 文 献

- [1] 李捷,杨正明,邱勇松. 表外油层注水开发的指进现象研究[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(2):21-22,28.
Li Jie, Yang Zhengming, Qiu Yongsong. A study on the finger advancement during waterflooding stage in untubulated multilayer reservoir[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2002,21(2):21-22,28.
- [2] 邱勇松,杨正明,李捷,等. 低渗透油层注水开发的层间突进研究[J]. 西安石油学院学报:自然科学版,2003,18(1):27-29.
Qiu Yongsong, Yang Zhengming, Li Jie, et al. Study on interlayering fingering during water-flooding development of low permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute(Natural Science Edition), 2003,18(1):27-29.
- [3] 周英芳,刘志军,昝春锦,等. 多层油藏水驱驱替效率计算新方法[J]. 特种油气藏,2008,15(3):72-75.
Zhou Yingfang, Liu Zhijun, Mao Chunjin, et al. A new calculation method for water displacement efficiency for layered reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2008,15(3):72-75.
- [4] 莫建武,孙卫,杨希濮,等. 严重层间非均质油藏水驱效果及影响因素研究[J]. 西北大学学报(自然科学版),2011,41(1):113-118.
Mo Jianwu, Sun wei, Yang Xipu, et al. Study on water displacing oil effect and its factors in serious interlayer heterogeneity character reservoir[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2011,41(1):113-118.
- [5] 杨正明,于荣泽,苏致新,等. 特低渗透油藏非线性数值模拟[J]. 石油勘探与开发,2010,37(1):94-98.
Yang Zhengming, Yu Rongze, Su Zhixin, et al. Numerical simulation of the nonlinear flow in ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010,37(1):94-98.
- [6] 李洋,雷群,刘先贵,等. 微尺度下的非线性渗流特征[J]. 石油勘探与开发,2011,38(3):336-340.
Li Yang, Lei Qun, Liu Xiangui, et al. Characteristics of micro scale nonlinear filtration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011,38(3):336-340.
- [7] 杨仁锋,姜瑞忠,孙君书,等. 低渗透油藏非线性微观渗流机理[J]. 油气地质与采收率,2011,18(2):90-93.
Yang Renfeng, Jiang Ruizhong, Sun Junshu, et al. Study on non-linear flow mechanism in low permeability porous medium[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011,18(2):90-93.
- [8] 陈民锋,姜汉桥,曾玉祥. 严重非均质油藏开发层系重组渗透率级差界限研究[J]. 中国海上油气,2007,19(5):319-322.
Chen Minfeng, Jiang Hanqiao, Zeng Yuxiang. A study on max/min ratio boundary for reasonable developed-layer recombination in extremely heterogeneous reservoirs[J]. China offshore oil and gas, 2007,19(5):319-322.
- [9] 李伟才,姚光庆,周锋德,等. 低渗透油藏不同流动单元并联水驱油[J]. 石油学报,2011,32(4):658-663.
Li Weicai, Yao Guangqing, Zhou fengde, et al. Water displacing oil efficiency with cores grouped in parallel of different flow units in low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011,32(4):658-663.
- [10] 魏长霖,原野. 基于油藏数值模拟技术的渗透率级差组合界限研究[J]. 科学技术与工程,2011,11(35):8882-8884.
Wei Changlin, Yuan Ye. Research on the boundary of permeability max-min ratio based on numerical simulation technology[J]. Science Technology and Engineering, 2011,11(35):8882-8884.
- [11] 崔茂蕾,丁云宏,薛成国,等. 特低渗透天然砂岩大型物理模型渗流规律[J]. 中南大学学报(自然科学版),2013,44(2):695-700.
Cui Maolei, Ding Yunhong, Xue Chengguo, et al. Percolation law of large-scale model natural sandstone physical model with ultra-low permeability[J]. Journal of Central South University(Science and Technology), 2013,44(2):695-700.
- [12] 徐轩,刘学伟,杨正明,等. 特低渗透砂岩大型露头模型单向渗流特征实验[J]. 石油学报,2012,33(3):453-458.
Xu xuan, Liu Xuewei, Yang Zhengming, et al. An experimental study on single-phase seepage characteristics with a large-scale model made of ultra-low permeability sandstone outcrops[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(3):453-458.
- [13] 徐轩,杨正明,刘学伟,等. 特低渗透大型露头模型流场测量技术及分布规律研究[J]. 岩土力学,2012,33(11):3331-3337.
Xu xuan, Yang Zhengming, Liu Xuewei, et al. Study of flow field measurement technique and distribution regularity of ultra-low permeability large-scale outcrop model[J]. Rock and Soil Mechanics, 2012,33(11):3331-3337.
- [14] 于荣泽,王楷军,卞亚南,等. 特低渗透油藏变渗透率场油藏数值模拟研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(5):98-103.
Yu Rongze, Wang Kaijun, Bian Yanan, et al. Numerical simulation of ultra-low permeability reservoir on variable permeability field[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2011,33(5):98-103.
- [15] 徐庆岩,杨正明,王学武,等. 特低渗透油藏井网部署与人工压裂裂缝优化[J]. 大庆石油地质与开发,2012,31(5):93-97.
Xu Qingyan, Yang Zhengming, Wang Xuewu, et al. Deploying of well network and optimization of artificial fractures for ultra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing 2012,31(5):93-97.

(编辑 张玉银)