

中高渗透砂岩油田优势流场识别与调整

柏明星¹, 张志超¹, 梁健巍²

(1.东北石油大学 石油工程学院, 黑龙江 大庆 163318;

2.中国石油大庆油田有限责任公司 榆树林油田, 黑龙江 大庆 151100)

摘要:对于非均质性较强的中高渗透砂岩油田,由于开发及地质原因,在高含水开发阶段注入水沿天然高渗透条带形成无效循环,导致制定的剩余油挖潜措施实施效果较差。因此,准确识别该阶段的优势流场,对于有效控制优势流场和制定挖潜剩余油措施至关重要。以高含水开发阶段的双河油田某区块为研究对象,通过模糊综合评判,结合流线数值模拟技术,制定优势流场的判别标准;通过各小层油水井间的流线分布、注采分配因子和注水效率,确定单井组注水井向该井组不同受效井方向的分水量及注水效率。定性、定量判别研究区油水井间优势流场的平面分布规律。自2013年6月现场进行变流线矢量化调整,截至2015年10月,研究区综合含水率下降1.5%,累积增产原油 3.15×10^4 t,采收率提高1.2%,取得了较好的稳油控水效果。

关键词:流线数值模拟 分配因子 注水效率 模糊综合评判 优势流场 变流线 双河油田

中图分类号:TE343

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)01-0100-06

Identification and adjustment of streamline field in middle-high permeability sandstone oilfield

Bai Mingxing¹, Zhang Zhichao¹, Liang Jianwei²

(1.School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2.Yushulin Oilfield, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing City, Heilongjiang Province, 151100, China)

Abstract: In the middle-high permeability sandstone oilfield with strong heterogeneity, invalid recycling of the injected water is formed along the natural high permeability belt at high water cut stage due to the development and geological reasons, which results in poor implementation of tapping the potential of remaining oil. Therefore, identifying the predominant streamline field accurately at this stage is very important for taking effective measures to control the predominant streamline field and tap the potential of remaining oil. A certain block in Shuanghe oilfield at high water cut stage was researched. Judging criterion for predominant streamline field was made through fuzzy comprehensive evaluation and streamline numerical simulation technology. Injected water volume and efficiency of the injection wells in single well group were determined in different affected directions to response well through streamline distribution, injection-production allocation factor and injection efficiency between oil well and injection well in each layer. Rule of plane distribution of the predominant streamline field between oil well and injection well in the studied area was studied qualitatively and quantitatively. Until October 2015, composite water cut of the studied area had dropped by 1.5% and the cumulative incremental oil had been 3.15×10^4 t and the recovery had been improved by 1.2%. Good effect of stabilizing oil and controlling water cut had been achieved since vectorization adjustment of variable streamline was made in the field in June 2013.

Key words: numerical simulation of streamline; allocation factor; water injection efficiency; fuzzy comprehensive assessment; predominant streamline field; variable streamline; Shuanghe oilfield

收稿日期:2016-09-24。

作者简介:柏明星(1984—),男,黑龙江绥化人,教授,博士,从事油气田开发方面的教学和科研工作。联系电话:13704660330, E-mail: 418831839@qq.com。

中高渗透砂岩油田进入高含水开发阶段后,含水率上升很快,剩余油高度分散^[1]。由于储层非均质性较强,注入水沿天然高渗透条带突入生产井,目前采油井大多含水率较高,油水井间形成优势流场条带,导致该阶段注入水无效循环,开发效果较差^[2-3]。因此,采取有效的方法识别油水井间优势流场条带,制定合理的变流线矢量化流场调整措施,对高含水开发后期砂岩油田的进一步挖潜至关重要^[4-7]。

目前,对于高含水开发阶段油田优势流场的研究方法主要包括:油水井动态分析法、测井解释法、试井方法、示踪剂方法及后期发展起来的模糊综合评判的数学方法^[8-9]。但以上研究方法均不能可视化储层流场分布区域,给后期流场调整造成困难。因此,笔者通过模糊综合评判和流线数值模拟技术,得到双河油田某区块流场分布、单井分配因子和注水效率,判别高含水开发阶段该区块优势流场分布,进而确定各小层油水井间的优势流场分布状况,以期为该区块高含水开发阶段的综合治理和剩余油挖潜提供参考和依据。

1 优势流场分布的判别方法

1.1 判别原理

根据流线分布确定优势流场分布 流线数值模拟技术是通过流线的疏密程度表征流量大小的,因此,注水井向某个方向流量分配的多,则该方向流线就较密集^[10]。因此,对于注水量较大的注水井,在包括注水井的网格块表面上沿着注水井分配水量较大的方向发出的流线条数较多,从而形成优势流场,沿其他方向流线条数则相对较少,为非优势流场。此外,在流速高的区域流线密集,而在流速低的区域流线稀疏,因此,通过油水井间流线的条数和疏密程度即可定性判断油水井间优势流场分布情况。

根据注水井分配因子确定优势流场分布 根据流线数值模拟结果,得到各注水井的分配因子,若注水井与某采油井的分配因子较大,则说明该注水井流入此采油井的流体较多,贡献值大,据此确定优势流场的方向^[11]。

根据注水井注水效率确定优势流场分布 根据流线数值模拟结果,得到各注水井的注水效率,高注水效率的注水井在同井组正常生产,而低注水效率的注水井在同井组注入水会沿优势流场方向突进到采油井,导致对应采油井含水率变高,说明

低注水效率的注水井在同井组存在优势流场^[12]。

1.2 判别标准

网格属性参数矩阵的确定 分析形成优势流场的地质和开发因素可知,优势流场条带具有储层孔隙体积大、渗透率高、含水率高和水油流度比大等特征。首先,运用归一化处理方法,对所建的数值模型各网格的孔隙体积、渗透率、含水饱和度和水油流度比4个优势流场判别参数进行归一化处理;然后,确定各网格属性参数的多因素模糊变换矩阵;最后,根据专家评分法,构成4个优势流场判别参数的权重矩阵。其中网格属性参数归一化公式、变换矩阵和权重矩阵的表达式分别为

$$W_i = \frac{x_i - x_{i\min}}{x_{i\max} - x_{i\min}} \quad (1)$$

$$G_i = [r_{i1}, r_{i2}, r_{i3}, r_{i4}] \quad (2)$$

$$M_i = [0.15, 0.15, 0.4, 0.3] \quad (3)$$

优势流场判别标准的确定 根据模糊变化后的研究区各网格属性参数模糊评判值,重新建立流场数值模型,得到研究区各小层在高含水开发阶段的流场分布,再通过数值模拟筛选法,最终确定模糊综合评价流线数值模拟优势流场判别标准。将优势流场分为4个等级:模糊综合评判参数为0~0.25为弱优势流场区;0.25~0.5为温和流场区;0.5~0.75为优势流场区;0.75~1.0为强优势流场区。

2 现场应用

2.1 优势流场的确定

分析双河油田某区块30口注水井的注水效率(图1)可知,仅WH5-137和WF8-19这2口注水井的注水效率大于50%,W8-151等4口注水井的注水效率略高于25%,而其余24口注水井的注水效率均

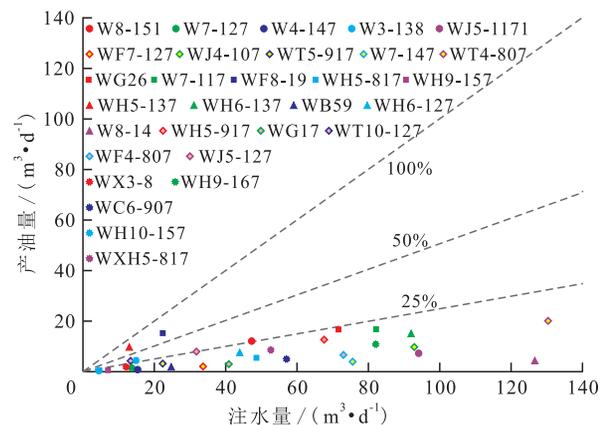


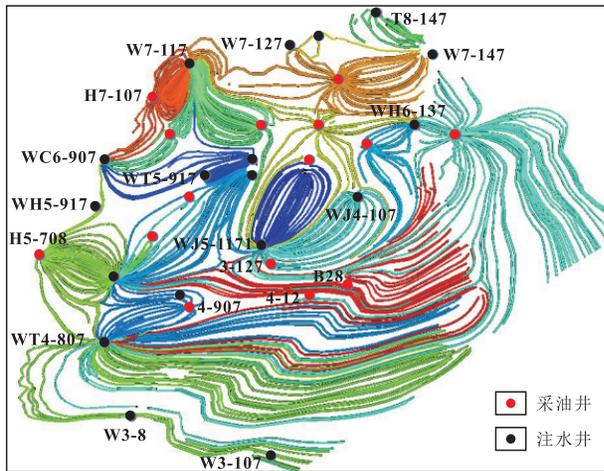
图1 双河油田某区块注水井注水效率

Fig.1 Injection efficiency of the injection wells in certain block of Shuanghe oilfield

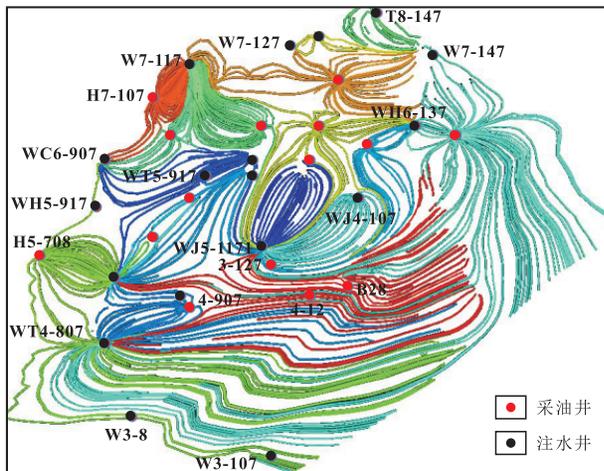
小于25%,说明28口注水井在某一液流方向存在优势流场。

2.2 优势流场平面分布

由于流线数值模拟技术具有一定的阶段性,因此应根据双河油田某区块不同开发阶段流线分布状况研究优势流场分布,选择井网2次调整结束时和高含水开发阶段进行流线数值模拟。分析双河油田某区块9小层流线分布(图2)可以看出,注水井WT4-807与采油井4-907、注水井WJ4-107与采油井4-12和B28、注水井WJ4-107与采油井3-127之间流线呈均匀且密集的梭型封闭分布,说明在这4对油水井间分配水量高于其他区域,是注入水的主要流动方向,在这些油水井间形成了优势流场。



a—2次调整结束时

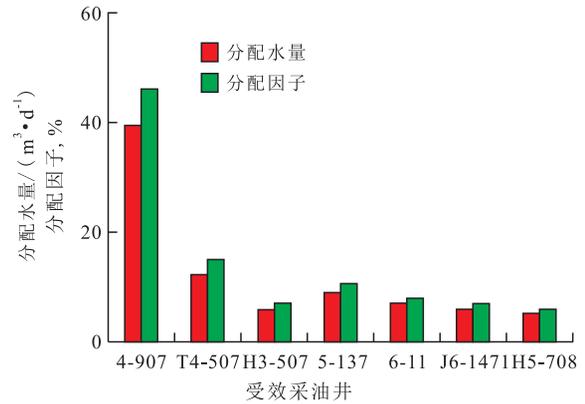


b—高含水时期

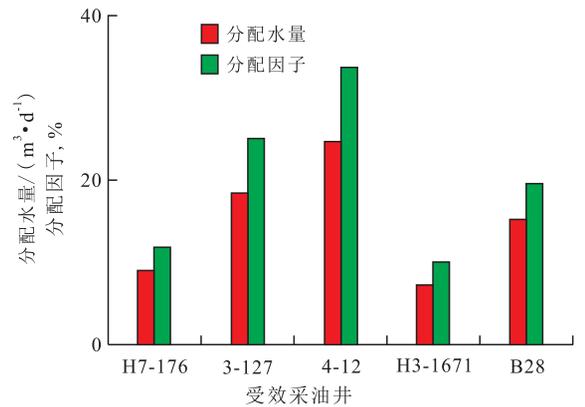
图2 双河油田某区块9小层流线分布

Fig.2 Streamline chart of No.9 layer of certain block in Shuanghe oilfield

通过流线数值模拟技术,统计得到注水井分配到各受效采油井的分配水量,计算得到相关井的分配因子。结果(图3)表明,在WT4-807井组中,注水井WT4-807向受效采油井4-907方向分配因子大于40%,与其他几个受效采油井方向的分配因子较



a—注水井WT4-807



b—注水井WJ4-107

图3 WT4-807和WJ4-107注水井的分配水量和分配因子
Fig.3 Allocation factor and allocated injection water volume of injection wells WT4-807 and WJ4-107

小,说明WT4-807注水井注入水大部分流向采油井4-907,且现场监测该井含水率较高,为98.2%,因此确定该油水井间存在优势流场。

模糊综合评判法是一种运用模糊数学原理分析和评价具有模糊性事物的系统分析方法^[13]。以WT4-807井组为例,进行模糊综合评判,验证流线数值模拟技术对优势流场判别的准确性。

参数选取 通过归纳与总结中高渗透砂岩油藏优势流场的形成因素,笔者认为形成优势流场的因素包括地质和开发2大类,其中地质因素是内因,开发因素是外因,以此为依据,选取双河油田某区块影响油水井间形成优势流场的动、静态参数。其中,WT4-807注水井选取参数包括:渗透率为 $120 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为20%,砂岩有效厚度为14 m,注水油压折算井底压力为20.7 MPa,注水量为21.42 m³/d,单位厚度累积注水量为 $0.63 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}$;采油井4-907选取参数包括:渗透率为 $164 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂岩有效厚度为15.8 m,含水率为98.2%,产液量为214.2 m³/d。

隶属函数确定 通过对双河油田某区块主力油层实际数据的归纳分析,发现注水井和采油井的

动、静态参数分布均近似服从正态分布规律,因此选取满足正态分布的隶属函数作为模糊变换函数,其表达式为

$$u_y(w) = e^{-\left(\frac{w-a}{b}\right)^2} \quad (4)$$

模糊评判矩阵确定 将选取的油水井动、静态参数分别代入式(4)中,可得到WT4-807井组的模糊关系矩阵,其中 R_1 — R_4 从上到下依次为射孔段储层平均渗透率、砂岩有效厚度、孔隙度、注水油压折算井底压力、日注水量、单位厚度累积注水量、射孔段储层平均渗透率、砂岩有效厚度、含水率以及日产液量,从左至右依次为油水井间无效循环、低效循环和正常生产、注水井和采油井的模糊综合动、静态参数矩阵分别为

$$R_1 = \begin{bmatrix} 0.000\ 243\ 351 & 0.885\ 196\ 987 & 6.136\ 38 \times 10^{-6} \\ 0.681\ 877\ 851 & 6.320\ 76 \times 10^{-15} & 2.604\ 45 \times 10^{-17} \\ 0.629\ 977\ 385 & 6.320\ 76 \times 10^{-15} & 2.604\ 45 \times 10^{-17} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$R_2 = \begin{bmatrix} 0.007\ 166\ 975 & 0.227\ 492\ 798 & 0.630\ 776\ 927 \\ 0.166\ 173\ 196 & 0.814\ 547\ 105 & 0.080\ 122\ 957 \\ 0.192\ 263\ 306 & 0.611\ 512\ 509 & 0.341\ 622\ 283 \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$R_3 = \begin{bmatrix} 0.575\ 264\ 291 & 0.058\ 692\ 067 & 3.612\ 73 \times 10^{-9} \\ 1.135\ 98 \times 10^{-6} & 0.458 & 7.936\ 69 \times 10^{-9} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$R_4 = \begin{bmatrix} 1.070\ 92 \times 10^{-12} & 1.125\ 35 \times 10^{-7} & 0.549\ 866\ 299 \\ 0.192\ 263\ 306 & 0.611\ 512\ 509 & 0.341\ 622\ 283 \end{bmatrix} \quad (8)$$

动、静态参数权重的确定 通过专家经验和层次分析的方法,并与现场开发动态相结合,得到注水井WT4-807和采油井4-907的动、静态参数指标权重组成(表1)。

表1 存在低效循环条带油水井参数权重
Table1 Parameter weight of injection and production wells with low-efficiency recycling belt

井别	优势流场影响因素	一级评判权重	二级评判权重	
注水井	射孔段储层平均渗透率	0.35		
	静态因素	砂岩有效厚度	0.3	0.35
		孔隙度	0.35	
	动态因素	注水油压	0.2	
		日注水量	0.4	0.65
		单位厚度累积注水量	0.4	
采油井	静态因素	射孔段储层平均渗透率	0.6	0.35
		砂岩有效厚度	0.4	
	动态因素	含水率	0.5	0.65
		日产液量	0.5	

根据表1可得模糊综合评价权重矩阵 A_i ,即 $A_1=[0.35,0.3,0.35]$, $A_2=[0.2,0.4,0.4]$, $A_3=[0.5,0.5]$, $A_4=[0.6,0.4]$, $A_5=[0.65,0.35]$, $A_6=[0.65,0.35]$ 。

模糊变换成果输出 将WT4-807井组油水井动、静态参数模糊关系矩阵 R_i 与权重矩阵 A_i 进行两级模糊评判,分别得到注水井WT4-807和采油井4-907的多因素模糊评判结果矩阵(B_1 和 B_2),其中 $B_1=[0.23,0.503,0.19]$, $B_2=[0.27,0.23,0.21]$ 。结果表明,注水井WT4-807为低效循环注水井,无效循环注水方向指向采油井为4-907。同理,选取30个油水井对进行判别,模糊综合评价与流线数值模拟技术评判符合率达到90%。

3 变流线矢量化调整挖潜剩余油

3.1 调整方案设计

根据上述对双河油田某区块优势流场的判别结果,选取存在优势流场的WC6-907,WH5-917,WH6-137,W7-127,WJ5-1171和WT5-917共6口注水井进行脉冲间歇周期注水变流线矢量化调整,注水半周期为30 d,停注半周期为10 d;其余24口注水井仍常规注水。

在动态周期注水调整过程中,为了确保注水半周期阶段注采平衡,储层平均压力应保持在原始地层压力附近变化;而在停注半周期内,由于总体注水量减少,为了保持储层压力和合理注采比,需相应减少受效采油井的产液量。为此,笔者通过分配因子劈分法来调整注水半周期和停注半周期采油井对应的产液量,优化注采关系,保持储层压力,其劈分公式为

$$E_j = \frac{X_j}{\sum_{j=1}^n X_n} Q_x + \frac{Y_j}{\sum_{j=1}^m Y_m} Q_y + \dots + \frac{\beta_j}{\sum_{j=1}^z \beta_z} Q_\beta \quad (9)$$

利用式(9)对17口生产井进行分配因子劈分后,得到优化后的采油井日产液量。

3.2 调整效果

应用动态周期注水的方法调整高含水开发阶段双河油田某区块的优势流场,挖潜由于优势流场存在而形成的分布零散的剩余油^[14]。从调整前、后的流线分布(图4)可知,变流线矢量化调整以后,WC6-907,WH5-917,WH6-137,W7-127,WJ5-1171和WT5-917井组的流线波及到原来没有流线波及的区域,使得该区域的剩余油得以动用,原优势流场也相对减弱,从2013年6月现场应用该方法进行调整,截至2015年10月,全区综合含水率下降

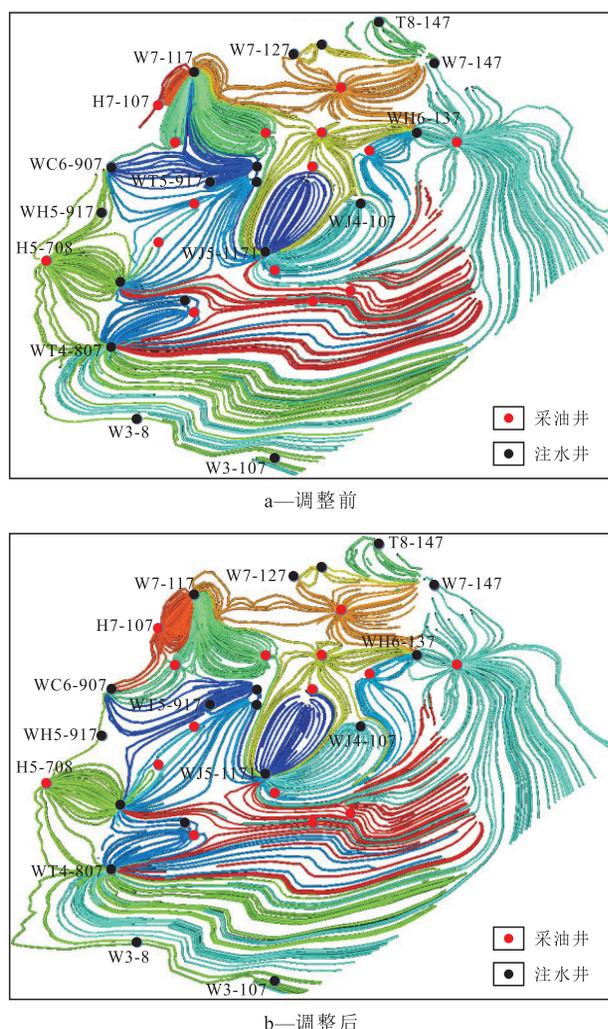


图4 双河油田某区块9小层变流线矢量化调整前、后流线分布

Fig.4 Streamline distribution before adjustment and after adjustment in No.9 layer of certain block, Shuanghe oilfield

1.5%，累积增产原油 3.15×10^4 t，采收率提高 1.2%，取得了较好的稳油控水效果。

4 结论

以孔隙体积、渗透率、含水饱和度和水油流度比4个优势流场形成的关键因素为评价因素，通过流线数值模拟模型网格属性参数模糊转化得到每个网格的流场评价价值，并将模糊评判值4等分划分流场级别，最终制定了高含水开发阶段优势流场的判别标准。

绘制双河油田某区块高含水开发阶段各小层的流线分布图、注水井分配因子图和注水效率图，确定目前各小层的优势流场，并通过模糊综合评价进行验证，符合程度较高。

通过对存在优势流场部分注水井进行动态周

期注水变流线流场调整后，双河油田某区块的优势流场得到有效治理，剩余油储量得到有效动用，现场实际调整后3 a多，累积增产原油 3.15×10^4 t，采收率提高了1.2%。

符号解释：

W_i ——数值模型归一化处理后的网格属性参数值；
 i ——数值模型的网格编号； x_i ——数值模型任意网格 i 的属性参数值； G_i ——网格属性参数模糊变换矩阵； $r_{i1}, r_{i2}, r_{i3}, r_{i4}$ ——孔隙体积、渗透率、含水饱和度和水油流度比4种网络属性参数归一化数值； M_i ——通过专家评分得到的权重矩阵； $u_j(w)$ ——优势流场参数模糊变换值； y ——评判等级； w ——评判因素； a, b ——归一化指标参数值； R_1 ——注水井静态参数矩阵； R_2 ——注水井动态参数矩阵； R_3 ——采油井静态参数矩阵； R_4 ——采油井动态参数矩阵； A_1 ——注水井静态参数一级权重矩阵； A_2 ——注水井动态参数一级权重矩阵； A_3 ——采油井静态参数一级权重矩阵； A_4 ——采油井动态参数一级权重矩阵； A_5 ——注水井动静态参数二级权重矩阵； A_6 ——采油井动静态参数二级权重矩阵； B_1 ——注水井 WT4-807 评判结果矩阵； B_2 ——采油井 4-907 评判结果矩阵； E_j ——受效采油井应减少的产液量， m^3/d ； j ——周期注水井注水受效采油井编号； X_j, Y_j, β_j ——注水井 X, Y 和 β 在采油井 j 方向的分配水量， m^3/d ； n, m, z ——注水井 X, Y 和 β 的分水方向数； X_n, Y_n, β_n ——注水井 X, Y 和 β 数值模拟得到的注水量， m^3/d ； Q_x, Q_y, Q_β ——注水井 X, Y 和 β 的实际注水量， m^3/d 。

参考文献：

- [1] 李松泽, 胡望水. 复杂油藏高含水期流动单元研究及剩余油预测[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 121-124.
Li Songze, Hu Wangshui. Research on flow unit and prediction of residual oil in complex reservoir at the high water-cut stage[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 121-124.
- [2] 宋勇. 胜利油区整装油藏特高含水期水平井提高采收率技术[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 119-123.
Song Yong. EOR technology for the horizontal wells at extra-high water cut stage in integrated oil reservoirs of Shengli oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 119-123.
- [3] 王秋语. 国外高含水砂岩油田提高水驱采收率技术进展[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(3): 123-128.
Wang Qiuyu. Technical progress for improving waterflood recovery efficiency of foreign high water cut sandstone oilfield[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(3): 123-128.
- [4] 惠钢, 王友净, 李佳鸿, 等. 中一高含水期低渗透储层优势渗流通道研究——以温米油田温西一区块三间房组储层为例[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(6): 74-79.
Hui Gang, Wang Youjing, Li Jiahong, et al. Research on dominant

- flow path of low permeability reservoir in medium-high water cut period: A case study of the Sanjianfang Formation of Wenxi block in Wenmi oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(6): 74-79.
- [5] 肖千祝.喇嘛甸油田特高含水期水驱开发效果[J].大庆石油地质与开发, 2016, 35(4): 78-81.
Xiao Qianzhu. Developed effects of Lamadian Oilfield at the stage of extra-high water cut[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(4): 78-81.
- [6] 刘丽杰.胜坨油田特高含水后期矢量开发调整模式及应用[J].油气地质与采收率, 2016, 23(3): 111-115.
Liu Lijie. Vector development adjustment modes and its application in late extra-high water cut stage of Shengtuo oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 111-115.
- [7] 杨勇, 许鹏, 王建, 等.断块油藏高含水期分区井网调控技术[J].油气地质与采收率, 2016, 23(6): 52-56.
Yang Yong, Xu Peng, Wang Jian, et al. Partitioned control technique of well pattern for fault-block reservoirs at high water cut stage [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 52-56.
- [8] 周锡生, 赵玉武, 郑晓旭, 等.龙虎泡油田高含水期注水开发调整技术[J].大庆石油地质与开发, 2015, 34(1): 51-55.
Zhou Xisheng, Zhao Yuwu, Zheng Xiaoxu, et al. Water flooding adjustment techniques for Longhupao Oilfield at high-watercut stage [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(1): 51-55.
- [9] 穆立华, 张梅, 毕永斌, 陆相层状砂岩油藏开发计策协同组合研究[J].特种油气藏, 2016, 23(1): 81-86.
Mu Lihua, Zhang Mei, Bi Yongbin. Collaborative combination study on development strategy of continental layered sandstone reservoir [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 81-86.
- [10] Al-Najem A A, Siddiqui S, Soliman M, et al. Streamline simulation technology: evolution and recent trends [C]. Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Saudi Arabia, 8-11 April 2012.
- [11] Khan S, Ai Zaido N, Jani Z, et al. Optimizing waterflood management in a giant UAE carbonate oil field [C]. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, USA, 10-13 November 2014.
- [12] Marco R, Batycky R P. Water injection optimization using a streamline-based workflow [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 5-8 October 2003.
- [13] 官宝, 李松源, 田晓东, 等. 评价水驱油田开发效果的系统工程方法[J].大庆石油地质与开发, 2015, 34(5): 58-63.
Gong Bao, Li Songyuan, Tian Xiaodong, et al. System engineering method for evaluating waterflooded oilfield development effects [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(5): 58-63.
- [14] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J].石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111-117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111-117.

编辑 常迎梅

(上接第99页)

- [21] Passey Q R, Bohacs K, Esch W L. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs [R]. SPE 131350, 2010.
- [22] Bird R B, Stewart W E, Lightfoot E N. Transport phenomena [M]. Rev. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons Inc, 2002.
- [23] Ziarani A S, Aguilera R. Knudsen's permeability correction for tight porous media [J]. Transport in Porous Media, 2012, 91(1): 239-260.
- [24] Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquids and gases [J]. Drilling and Production Practice, 1941, 2(2): 200-213.
- [25] 何更生. 油层物理学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 43, 297.
He Gengsheng. Petrophysics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 43, 297.
- [26] 王瑞, 张宁生, 刘晓娟, 等. 页岩气扩散系数和视渗透率的计算与分析 [J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2013, 43(1): 75-80.
Wang Rui, Zhang Ningsheng, Liu Xiaojuan, et al. The calculation and analysis of diffusion coefficient and apparent permeability of shale gas [J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2013, 43(1): 75-80.
- [27] Cussler E L. Diffusion-mass transfer in fluid systems [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2000.
- [28] 高树生, 于兴河, 刘华勋. 滑脱效应对页岩气井产能影响的分析 [J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 55-58.
Gao Shusheng, Yu Xinghe, Liu Huaxun. Impact of slippage effect on shale gas well productivity [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 55-58.
- [29] 齐银, 张宁生, 任晓娟, 等. 裂缝性储层岩石自吸水性实验研究 [J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2005, 20(1): 34-36.
Qi Yin, Zhang Ningsheng, Ren Xiaojuan, et al. Experimental study on the hydroscopicity of fracture reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyu University: Natural Science Edition, 2005, 20(1): 34-36.

编辑 王星