

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019089

水平井分段控流完井技术应用效果评价方法

孙荣华¹, 陈 阳², 王绍先², 张 磊², 万绪新³

(1. 中石化新疆新春石油开发有限责任公司, 山东东营 257000; 2. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东东营 257000; 3. 中石化胜利石油工程有限公司, 山东东营 257000)

摘 要:为合理评价分段控流完井技术的应用效果,基于累计产油量、日产油量年递减率、年平均含水率和含水率年上升幅度等 4 项生产指标,建立了理论评价方法和综合评价方法。理论评价方法以 D311P5 井为实例井,使用数值模型计算常规完井条件下实例井的生产指标,以搭建起分段控流完井条件下实例井与常规完井条件下 2 口邻井实施对比的中介桥梁,该方法适用于应用井较少或需要精细评价特定井的情况;综合评价方法以 D311 断块为例,为 12 口实例井匹配 24 口邻井,建立 96 个对比样本,充分利用现场生产数据对比分析实例井及其邻井的生产指标。理论评价结果显示,D311P5 井在常规完井方法条件下的生产指标与 2 口邻井基本持平,该结果与这 3 口井开采条件相近的实际情况相符,而 D311P5 井在分段控流完井条件下的生产指标明显优于其常规完井条件;综合评价结果显示,实例井生产指标优于邻井的对比样本为 70 个,占比 72.9%。研究结果表明,分段控流完井技术在 D311 断块的应用效果良好,达到了增油、稳油、控水的目的,对其他区块完井技术的应用效果评价具有一定的指导作用。

关键词:水平井; 分段控流; 完井; 效果评价; 数值模型; 统计分析; 对比样本

中图分类号: TE257

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)04-0041-06

Evaluating the Application Effect for Staged Fluid Control Completion Technology in Horizontal Wells

SUN Ronghua¹, CHEN Yang², WANG Shaoxian², ZHANG Lei², WAN Xuxin³

(1. Sinopec Xinjiang Xinchun Petroleum Development Company Limited, Dongying, Shandong, 257000, China; 2. Drilling Technology Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257000, China; 3. Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257000, China)

Abstract: In order to reasonably evaluate the application effect of the staged fluid control completion technology, the theoretical evaluation method and comprehensive evaluation method were established based on the four production indices which included the cumulative oil production, the annual decline rate of daily oil production, the annual average water cut and increase range of water cut. Taking the Well D311P5 as an example, the production indices of the example well were calculated by numerical model to evaluate it theoretically under the conventional completion conditions. This allowed the researchers to establish the intermediary bridge for the comparison of the example well and two offset wells by staged fluid control completion under the conventional completion conditions. The method is suitable for those cases where there are few wells or there is a need to precisely evaluate the specific wells. The statistical evaluation method takes D311 fault block as an example. For each example well, two offset wells were selected, i.e. 12 example wells and 24 offset wells to form a comparison group. A total number of 96 comparison samples were established in Block D311 to analyze the production indices of the example wells and offset wells by virtue of field production data. The theoretical evaluation results indicated that under the conditions of conventional completion methods the production indices of Well D311P5 were basically the same as that of two offset wells. This result was consistent with the actual situation of three wells with similar production conditions. Well D311P5 obtained better production indices under the conditions of staged inflow control completion than that of conventional completion methods. Thus, the statistical evaluation results suggested that 70 comparison samples exhibited better production indices than that of the offset wells, accounting for 72.9%. The research results showed that staged fluid control completion technology had a good effect in Block D311, and achieved the purposes of oil increment, oil stabilization, water control and water production mitigation, which will provide good reference for evaluating its application effect in other blocks.

Key words: horizontal well; staged fluid control; completion; effect evaluation; numerical model; statistical analysis; comparison of samples

分段控流完井技术在国外已有较多应用^[1-3],在国内也进行了初步应用^[4-6]。然而,目前国内外相关文献主要是关于其技术原理、工具结构、工艺流程以及设计方法的,针对应用效果评价方法的研究相对较少,且评价方法存在局限性:若只采用数值模拟方法^[7-9],模拟结果难以准确反映井下流体的复

收稿日期:2018-12-15;改回日期:2019-06-21。

作者简介:孙荣华(1965—),男,江苏镇江人,1988年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,高级工程师,主要从事钻井、测井、录井技术研究及管理工作。E-mail: sunronghua.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“断块油田特高含水期提高水驱采收率技术”(编号:2011ZX05011-003)、“复杂断块油藏高效开发钻井技术研究”(编号:2016ZX05011-002)部分研究内容。

杂流动状态,无法作为合理评价应用效果的依据;若仅对比少数几口井的现场生产数据^[10-11],由于各井目的层的物性、井身结构和钻井完井质量不尽相同,因此很难判断该技术是否达到了预期效果。

基于上述问题,笔者以 D311 断块分段控流完井技术应用情况为例,采用 4 项生产指标(累计产油量、日产油量年递减率、年平均含水率和含水率年上升幅度)作为评价的标准参数,建立了适用于单井分析的综合评价方法和适用于区块分析的统计评价方法,以期对分段控流完井技术的应用起到推动作用。

1 分段控流完井技术应用情况

D311 断块是应用分段控流完井技术的典型区块,实例井 D311P5 井开发 D311 断块中的剩余油(见图 1;图 1 中, A 和 B 分别指 A 靶点和 B 靶点)。D311 断块是被南翼多条断层夹持的小型地堑块,构造相对简单,地层向南倾斜,地层倾角 8.5° ,为四面封闭的反向屋脊断块油藏。D311 断块储层的平均空气渗透率 2 982 mD,平均孔隙度 32.4%;油藏条件下原油黏度 24 mPa·s,原油体积系数 1.30,标准状态下原油密度 0.89 kg/L,地层水密度 1.10 kg/L。

表 1 实例井及邻井的基本数据

Table 1 Basic parameters of example well and offset wells

井号	油层层位	油层厚度/m	油层压力/MPa	投产段与油藏顶部距离/m	油层裸眼直径/mm	完井方式	筛管外径/mm
D311P5	东二段2砂组2小层	7.7	27.1	1.0	215.9	变孔密筛管分段控流	127.0
D311P3	东二段2砂组3小层	6.3	26.7	1.0	215.9	常规滤砂管	127.0
D311P4	东二段2砂组2小层	8.1	27.5	1.1	215.9	常规滤砂管	127.0

目前,分段控流完井技术在 D311 断块共应用 12 口井,其完井管柱如图 2 所示。根据控流参数设计方法^[10-12],设计得到 D311P5 井分段控流完井参数(见表 2)。

以开井至开井后 360 d 为分析时段,实例井及其邻井在分析时段内的实测产油量和产水量跟踪数据见图 3。

2 理论评价方法

理论评价方法是将现场生产数据与数值模型充分结合起来,对比实例井(分段控流完井)与其邻井(常规完井)的生产指标。要完成该对比过程,需以

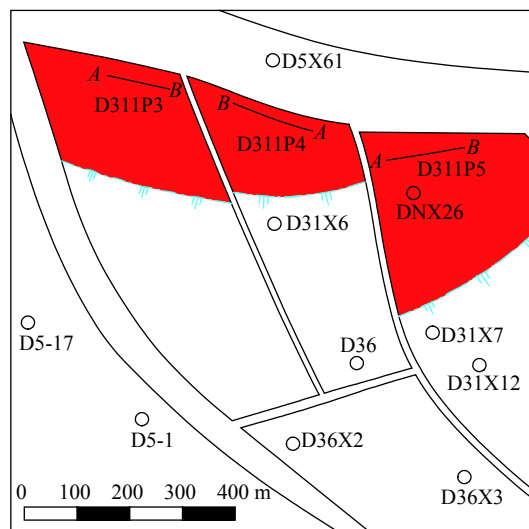


图 1 D311 断块油藏开发井网分布

Fig. 1 Distribution of development well pattern in fault-block reservoir D311

评价方法要求为每口实例井匹配 2 口邻井作为对比参照,邻井应尽量满足以下条件:井型相同;开发同区块、同层位;开井时间相差不长;井身结构相近;统计时段内生产制度不变。图 1 中 D311P3 井、D311P4 井和 D311P5 井的基本参数见表 1。可见, D311P3 井和 D311P4 井基本满足上述条件,因此将其选为 D311P5 井的邻井。

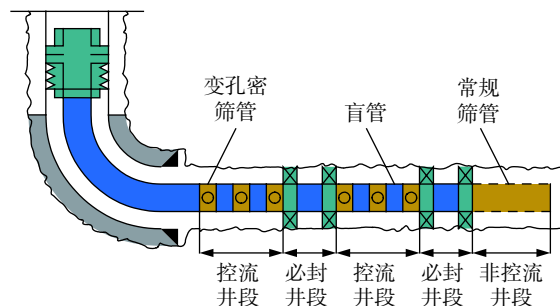


图 2 D311P5 井分段控流完井管柱

Fig. 2 Completion string in Well D311P5 for staged fluid control

常规完井条件下实例井的生产指标作为中介,由于常规完井并非实例井的实际完井方式,所以必须利

表 2 D311P5 井分段控流完井参数

Table 2 Completion parameters of Well D311P5 by staged fluid control

井深/m	层段	筛管数量	盲管数量	筛管孔密/(孔·m ⁻¹)
3 014.80~3 062.30	控流井段1	3根	2根	12
3 062.30~3 070.50	封隔层段			
3 070.50~3 118.00	控流井段2	3根	2根	18
3 118.00~3 126.20	封隔层段			
3 126.20~3 163.80	非控流井段			180

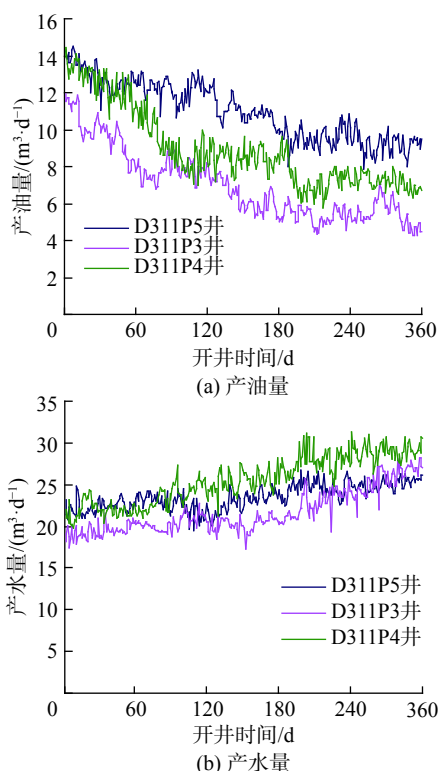


图 3 实例井及其邻井的产液量跟踪数据

Fig. 3 Liquid production tracking data of the example well and offset wells

用模型计算其生产数据。理论评价方法适合分段控流完井技术应用井较少(不多于 3 口井)的情况,此时没有足够多的现场数据支持统计分析,因此该方法需借助理论模型的计算结果。在应用井较多的情况下,也可应用该方法对区块内某一口井进行重点分析。

2.1 模型建立

建立混合网格系统^[13],油藏使用矩形网格,在井眼处插入局部加密的径向柱状网格(见图 4)。

使用三维空间油水两相黑油模型^[14-16]求解统

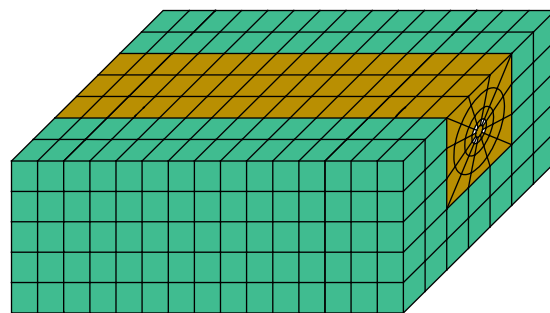


图 4 混合网格

Fig. 4 Hybrid mesh

计时段内的日产油量和日产水量,模型对应的有限差分近似方程为:

$$\sum_{m \in \psi_n} [T_{on,m}^u (\Delta_m p_o^{u+1} - \bar{\gamma}_{on,m}^u \Delta_m Z)] = C_{opn}^u \Delta_t p_{on} + C_{own}^u \Delta_t S_{wn} - q_{on}^u \quad (1)$$

$$\sum_{m \in \psi_n} [T_{wn,m}^u (\Delta_m p_o^{u+1} - \Delta_m p_c^u - \bar{\gamma}_{wn,m}^u \Delta_m Z)] = C_{wpm}^u \Delta_t p_{on} + C_{wwn}^u \Delta_t S_{wn} - q_{wn}^u \quad (2)$$

$$\text{其中} \quad \bar{\gamma}_{o(w)n,m}^u = \frac{1}{2} (\gamma_{o(w)n}^u + \gamma_{o(w)m}^u) \quad (3)$$

$$\Delta_t p_{on} = p_{on}^{u+1} - p_{on}^u \quad (4)$$

$$\Delta_t S_{wn} = S_{wn}^{u+1} - S_{wn}^u \quad (5)$$

式中: ψ 为当前网格块的所有相邻网格块编号的集合; T_o , T_w 分别为相邻网格块间油相和水相的渗流传导率, $\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{Pa})$; p_o 为油相流压, Pa ; p_c 为油水两相毛细管压力, Pa ; γ_o , γ_w 分别为油相和水相的重度, Pa/m ; Z 为真垂向深度, m ; C_{op} , C_{wp} 分别为油相和水相的流压系数, $\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{Pa})$; C_{ow} , C_{ww} 分别为油相和水相的饱和度系数, m^3/s ; q_o , q_w 分别为油相和水相的网格块点汇产量(标准状态下), m^3/s ; S_w 为水相饱和度; n 表示当前网格块的自然排序编号; m 表示相邻网格块的自然排序编号; t 表示当前时间步序号; u 表示当前时间步内的迭代步序号。

2.2 模型求解

常规完井条件下实例井日产量计算方法包括模型的修正和改造。

2.2.1 模型修正

对于分段控流完井条件下的实例井,模型中的井筒管流压降和控流筛管控流压降体现为拟传导率^[17],即:井筒管流拟传导率 T_{wb} 和筛管控流拟传导率 T_{ICD} ,配合渗流传导率 T ,将整个耦合模型表示为

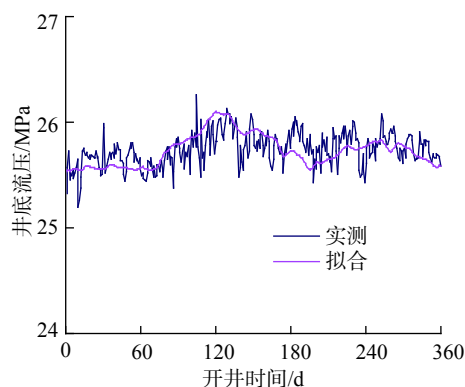
与油藏渗流模型相同的“传导率×势差=累计项”数学形式,以适应分段控流完井条件下的模拟预测,模型计算过程中的时间步长为1 d。将图3中的日产油量和日产水量代入模型,可得:

$$q_{on}^u = \begin{cases} q_{oR}^u & n=1, 1 \leq u \leq 360 \\ 0 & n \neq 1 \end{cases} \quad (6)$$

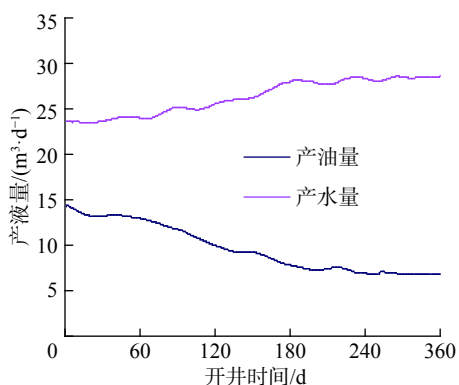
$$q_{wn}^u = \begin{cases} q_{wR}^u & n=1, 1 \leq u \leq 360 \\ 0 & n \neq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中: q_{oR} 和 q_{wR} 分别为实测产油量和实测产水量, m^3/s ; $n=1$ 为对应位于水平井跟端部位的网格块。

结合各项基本参数,获得统计时段内实例井的井底流压,通过修正模型参数^[18],对模型计算得到的井底流压与实测井底流压进行拟合,结果如图5(a)所示,此时数值模型基本上可以反映实例井的实际生产动态。



(a) 井底流压拟合结果



(b) 常规完井条件下产油量和产水量计算结果

图5 实例井生产动态数值模拟

Fig. 5 Numerical simulation of the production performance of example well

2.2.2 模型改造

在上述修正模型的基础上,不再考虑筛管控流拟传导率 T_{ICD} ,即得到常规完井条件下实例井生产

动态的数值模型^[19-20]。将图3中第1天的产油量和产液量(都为模型拟合值)代入常规完井数值模型,得到井底流压 p_{wf} 为 26.1 MPa,然后以此流压为恒定值:

$$p_{o1}^u = p_{wf} \quad 1 \leq u \leq 360 \quad (8)$$

$$S_{w1}^u = \frac{q_{w1}^u}{q_{o1}^u + q_{w1}^u} \quad 1 \leq u \leq 360 \quad (9)$$

结合各项基本参数,联立式(1)~式(5),即可计算得到统计时段内的产油量和产水量(见图5(b))。

2.3 指标对比

根据图3和图5(b),可计算得到实例井及其邻井的4项指标(见表3)。由表3可知,常规完井条件下实例井的生产动态与邻井相近,这一结果与3口井基本参数相近的实际情况相符合。通过对比实例井2种完井条件下的生产指标,可认为分段控流完井较好地改善了实例井的生产动态。

3 综合评价方法

综合评价方法适合分段控流完井技术在某个区块应用井较多(要求多于3口井)的情况,此时实例井及其邻井的现场生产数据比较充足,因此可基于现场生产数据计算得到各井的全部生产指标,无需再借助数值模型。该方法的优点在于,通过大量实例井与邻井的对比,可在很大程度上消除目的层物性、井身结构和钻井完井质量等因素对应用效果造成的不确定性影响,参与对比的井越多,评价结果越合理可信。

3.1 单井指标分析

综合评价结果是对各个单井指标分析结果的汇总,因此单井指标分析是综合评价方法的基础。其具体方法为:对于某项生产指标,实例井依次对比2口邻井,形成2个对比样本;如果实例井的指标优于2口邻井,则“实例井指标优于邻井的对比样本数”为2,如果只优于1口邻井,则为1,如果劣于2口邻井,则为0。

3.2 统计指标分析

针对D311断块应用分段控流完井的12口实例井,每口实例井匹配2口邻井,形成12个对比组,实例井及其邻井的生产指标见表4。

表 3 实例井与邻井的各项指标对比分析

Table 3 Comparative analysis on various indices of example wells and offset wells

井号	累计产油量/m ³	日产油量年递减率, %	年平均含水率, %	含水率年上升幅度/百分点
D311P5(实例井)	3 955.2	33.5	68.2	12.4
D311P5(常规完井)	3 467.7	52.0	73.2	20.8
D311P3(邻井1)	2 509.9	60.2	75.7	23.3
D311P4(邻井2)	3 220.9	50.2	74.1	20.6
实例井指标优于邻井的样本数	2	2	2	2

表 4 实例井及其邻井的 4 项生产指标

Table 4 Four production indices of the example well and its offset wells

对比组	累计产油量/m ³			日产油量的年递减率, %			年平均含水率, %			含水率年上升幅度/百分点		
	实例井	邻井1	邻井2	实例井	邻井1	邻井2	实例井	邻井1	邻井2	实例井	邻井1	邻井2
1	3 955.2	2 509.9	3 220.9	33.5	60.2	50.2	68.2	75.7	74.1	12.4	23.3	20.6
2	4 771.4	3 454.9	5 535.7	27.5	35.1	40.0	60.6	75.8	57.0	24.1	35.5	37.0
3	5 358.0	4 672.5	3 969.7	18.6	57.6	50.0	55.2	74.7	67.9	13.9	36.9	48.3
4	5 488.7	5 118.6	3 587.0	40.3	34.3	62.8	65.4	73.8	85.0	37.8	51.2	49.7
5	3 798.9	5 270.2	4 341.6	32.5	41.0	69.3	76.3	75.0	74.6	66.2	75.2	62.9
6	5 259.3	5 383.7	4 954.2	38.0	42.2	34.2	66.3	60.0	62.9	23.0	44.6	44.4
7	3 915.8	5 834.7	6 095.9	38.8	48.1	57.3	75.3	73.1	73.7	49.7	58.9	60.3
8	5 527.2	4 905.3	4 484.1	45.9	66.8	41.5	75.4	81.5	75.6	14.1	12.3	36.5
9	4 766.6	4 369.3	4 657.8	51.0	62.2	63.2	57.9	72.3	76.5	38.9	23.9	68.6
10	4 906.8	4 877.5	2 094.9	19.6	19.2	25.8	65.7	74.7	90.2	19.3	46.3	18.9
11	3 749.8	3 343.9	3 021.0	30.8	51.5	40.0	72.7	81.2	80.6	40.5	56.6	13.8
12	5 482.0	3 220.1	4 986.2	38.7	32.4	50.6	59.5	72.5	58.0	41.7	35.4	37.2

基于单井指标分析方法,表 4 中的每个指标形成 24 个对比样本,针对 4 项指标共形成 96 个对比样本,对表 4 的数据进行统计汇总,结果见表 5。

表 5 对比样本统计结果

Table 5 Statistics results for comparing samples

指标	实例井指标优于邻井的对比样本数量	总对比样本数量	占比, %
累计产油量	18	24	75.0
日产油量年递减率	19	24	79.2
年平均含水率	16	24	66.7
含水率年上升幅度	17	24	70.8

根据开发管理要求:当实例井指标优于邻井的

对比样本数占比达到 60% 时,认为分段控流完井技术的应用效果达标;若占比达到 70% 以上,则认为应用效果良好。由表 5 可知,实例井 4 项指标优于邻井的对比样本总数为 70 个,占比为 72.9%,表明 D311 断块分段控流完井技术的应用效果良好。

4 结论与建议

1) 基于累计产油量、日产油量年递减率、年平均含水率和含水率年上升幅度等 4 项生产动态指标,建立了定量评价分段控流完井应用效果的方法。如果应用井较少,现场生产数据也较少,则推荐采用理论分析方法;如果应用井较多,现场生产数据

充足,可采用综合评价方法。

2)由理论评价结果可知,常规完井条件下实例井 D311P5 井的生产动态指标与 2 口邻井基本持平,该结果与 3 口井的开采条件相近(即开采层位一致,井身结构相似,生产制度相同)的实际情况相符;分段控流完井条件下实例井生产指标明显优于常规完井。由综合评价结果可知,实例井指标优于邻井的对比样本数占比 72.9%,表明 D311 断块应用分段控流完井技术的效果良好。

3)建议针对更多目标区块进行分析评价,以充分论证分段控流完井技术是否具备增油、稳油和控水的功效。同时,在此过程中完善评价方法,以适应不同工况的效果评价。

参 考 文 献

References

- [1] OLSEN J J, HEMMINGSEN C S, BERGMANN L, et al. Characterization and erosion modeling of a nozzle-based inflow-control device[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2017, 32(4): 224–233.
- [2] SHARMA H K, AL-MULHIM A K, AL-MUTAIRI S M, et al. New generation inflow control device to maximize well productivity during every phase of a well's life[R]. SPE 186338, 2017.
- [3] ALSHMAKHY A, ABDALLA R. A case study on the effect of production segmentation completion technique PSCT and inflow control devices ICD on the optimization of horizontal well performance[R]. SPE 192879, 2018.
- [4] 赵勇, 杨海波, 何苏荣. 胜利低渗油田水平井筛管分段控流完井技术[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(3): 18–22.
ZHAO Yong, YANG Haibo, HE Surong. Well completion technique with screen pipe controlling flow by segments in horizontal well of low permeability reservoirs in Shengli Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(3): 18–22.
- [5] 赵旭, 龙武, 姚志良, 等. 水平井砾石充填调流控水筛管完井技术[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(4): 65–70.
ZHAO Xu, LONG Wu, YAO Zhiliang, et al. Completion techniques involving gravel-packing inflow-control screens in horizontal wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(4): 65–70.
- [6] 何良, 邓福成, 杨永刚, 等. 阀片式水平井 ICD 控水筛管压降敏感因素分析[J]. *断块油气田*, 2018, 25(3): 404–408.
HE Liang, DENG Fucheng, YANG Yonggang, et al. Analysis of pressure drop sensitive factors of valve ICD water control screen in horizontal well[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018, 25(3): 404–408.
- [7] TODMAN S, WOOD G, JACKSON M D. Modelling and optimizing inflow control devices[R]. SPE 188012, 2017.
- [8] MIERSMA M, MAHMOUDI M, FATTAHPOUR V, et al. Evaluation of inflow control device performance using computational fluid dynamics[R]. SPE 189721, 2018.
- [9] 薛衡, 黄祖熹, 王贺华, 等. Ahdeb 油田水平井控水完井及一体化耦合模型[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(2): 213–219.
XUE Heng, HUANG Zuxi, WANG Hehua, et al. Water control completion of horizontal wells in Ahdeb Oilfield and an integrated coupling model[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(2): 213–219.
- [10] 陈阳, 彭志刚, 郭立强, 等. 水平井均衡供液完井静态控流参数设计[J]. *石油钻采工艺*, 2014, 36(6): 45–49.
CHEN Yang, PENG Zhigang, GUO Liqiang, et al. Design of static flow control parameters for equilibrium fluid supply completion of horizontal wells[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2014, 36(6): 45–49.
- [11] LASTIWKA M, BAILEY C, JAMES B, et al. A practical approach to the use and design of flow control devices in SAGD[R]. SPE 185005, 2017.
- [12] MAALOUF C B, ZIDAN M, UIJTENHOUT M, et al. Responsive design of inflow control devices completions for horizontal wells[R]. SPE 188794, 2017.
- [13] PEDROSA O A, AZIZ K. Use of hybrid grid in reservoir simulation[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1986, 1(6): 611–621.
- [14] GAGANIS V, KOURLIANSKI E, VAROTSIS N. An accurate method to generate composite PVT data for black oil simulation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 157: 1–13.
- [15] AMOOIE M A, MOORTGAT J. Higher-order black-oil and compositional modeling of multiphase compressible flow in porous media[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2018, 105: 45–59.
- [16] HAMIDPOUR E, FATHOLLAHI S, MIRZAEI-PAIAMAN A, et al. The study of spontaneous co-current and counter-current imbibition in heavy oil fractured reservoirs with the focus on their distinctions in numerical simulation methods[R]. SPE 193767, 2018.
- [17] 陈阳, 彭志刚, 王绍先, 等. 底水油藏水平井控流完井数值模拟耦合模型[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(6): 110–117.
CHEN Yang, PENG Zhigang, WANG Shaoxian, et al. A new numerical coupling model of horizontal well completed with flow control method in bottom water reservoir[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(6): 110–117.
- [18] KHOSHBARCHI M, KOHSE B, SAAF F. Black oil modeling in a next-generation integrated production simulator[R]. SPE 173224, 2015.
- [19] LI Liyong, LEE S H. Efficient field-scale simulation for black oil in a naturally fractured reservoir via discrete fracture networks and homogenized media[R]. SPE 103901, 2006.
- [20] MØYNER O, LIE K A. A multiscale restriction-smoothed basis method for compressible black-oil models[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(6): 2079–2096.

[编辑 滕春鸣]