

井底流压对挥发油井产能的影响

吕红磊

中国石油大庆油田有限责任公司试油试采分公司 黑龙江大庆 163412

通讯作者:Email:lvhonglei@petrochina.com.cn

项目支持:中石油大庆油田有限责任公司科技研发项目“凝析油气藏试油压裂方法及配套工艺技术研究”(QR-AO-08-2017006)

引用:吕红磊. 井底流压对挥发油井产能的影响[J]. 油气井测试,2020,29(6):62-67.

Cite: LYU Honglei. Effect of bottom-hole flowing pressure on productivity of volatile oil well [J]. Well Testing, 2020,29(6):62-67.

摘要 挥发油藏饱和压力接近地层压力、试油工作制度不合理等会永久破坏储层。为满足试油稳定求产、有效保护储层,利用大庆某探区 F1 和 F2 两口挥发油井实际地层资料和数值模拟方法,分析井底流压对挥发油井产能的影响,并给出规律性认识:挥发油井在试油过程中,尽量使井底流压大于挥发油藏饱和压力生产,避免挥发油迅速脱气破坏储层;若不能实现井底流压大于挥发油藏饱和压力生产,应选择井底流压接近饱和压力的最佳试油工作制度进行生产;在开发过程中,选择合理的开采方式,提高油井的采收率。该分析结果对科学有效地开发挥发油气藏具有重要的意义。

关键词 挥发油气藏;井底流压;产能;IPR 曲线;饱和压力;开采方式;工作制度

中图分类号:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.06.011

Effect of bottom-hole flowing pressure on productivity of volatile oil well

LYU Honglei

Testing Branch of PetroChina Daqing Oilfield Co. Ltd., Daqing, Heilongjiang 163412, China

Abstract: Because the saturation pressure of volatile oil reservoir is close to formation pressure, if the working system of oil test is unreasonable, the reservoir will be destroyed permanently. In order to meet the requirements of stable production test and protect reservoir effectively, based on the actual formation data of two volatile oil wells F1 and F2 in a certain exploration area of Daqing Oilfield, the influence of bottom hole flow pressure on the productivity of volatile oil wells is analyzed by using numerical simulation method, and the regular knowledge is given: during the production test of volatile oil well, the bottom hole flow pressure should be greater than the saturation pressure of volatile oil reservoir, so as to avoid the rapid degassing of volatile oil and the damage of the reservoir. If the bottom hole flow pressure cannot be greater than the saturation pressure of volatile oil reservoir, the optimal production test system should be selected under the bottom hole flow pressure close to saturation pressure. During development, reasonable production mode should be selected to improve oil recovery. The analysis results are of great significance for the scientific and effective development of volatile oil and gas reservoirs.

Keywords: volatile oil and gas reservoir; bottom hole flowing pressure; productivity; IPR curve; saturation pressure; production mode; working system

国外在二十世纪 40 年代发现了挥发性油藏,国外学者针对挥发油藏在开发过程中存在的问题进行了大量实验室相态研究和动态模拟^[1-3],从而使挥发性油藏的开发水平得以不断提高。

挥发油藏属于特殊类型的油藏,在我国油气工业中占有越来越重要的地位,受到石油工业界的极大关注^[4-7]。我国在大庆、吉林、中原及塔里木等油田均已发现了一些挥发油藏,并展开了相应的研究^[8-11]。但总体来讲,我国对挥发油藏的研究起步较晚,同国外技术水平还有一定差距。

挥发油油藏一般地质特点是埋藏深,原始油藏压力高,油藏温度高,渗透性差^[12]。主要特征表现在溶解气油比高,原油密度、黏度低,地层压力与饱和压力差值小,挥发性强,原油收缩率高,原油中轻组分含量高,体积系数大等。挥发性液体在多孔介质中的流动伴有相变过程的气-液两相流动^[13]。

这类油气藏与常规油气藏不同,产出的流体具有油轻气重的特点,流体性质复杂。由于挥发油特殊的流体性质,其开发和试油方式不同于普通黑油

油藏^[14-15],保压是挥发性油藏一种常用保护储层的开发方式^[16-17]。向原始油藏注入天然气,可改变油藏体系的一系列物理化学性质,如引起石蜡或沥青沉积等^[18-21],挥发油藏注天然气会使油的饱和压力有较大幅度的提高^[22-23]。

挥发油藏原油物性好,但地层物性差,极易受伤害,勘探开发过程中应保护好储层^[24]。如果采用试油工作制度不当,会使原油急剧收缩脱气,导致地层能量迅速消耗,对储层产生不可逆转的破坏。

本文利用大庆某探区 F1 和 F2 两口挥发油井实际地层资料和数值模拟方法,分析井底流压对挥发油井产能的影响,并给出规律性认识,对于科学有效地开发这类油气藏有非常重要的意义。

1 不稳定 IPR 曲线分析

油井流入动态是指油井产量与井底流动压力的关系,它反映了油藏向该井供油的能力,表示产量与流压关系的曲线即称为流入动态曲线。对不稳定 IPR 曲线进行分析,了解油井产能的情况^[25-27]。

1.1 实际井资料分析

F1 井,位于黑龙江省某市,构造上位于某凹陷,井段 3 214.0~3 234.0 m。F1 井通过分离器油气样品配样还原井流物后,进行 PVT 检测分析,得到了该井的高压物性参数,其中饱和压力为 24.56 MPa。表 1 给出了 F1 井在实际生产过程中不同井底流压(油嘴尺寸)时产量变化。

F2 井,位于黑龙江省某市,构造位于某凹陷的向斜,井段 3 299.7~3 276.3 m。F2 井通过分离器

油气样品配样还原井流物后,进行 PVT 检测分析,得到了该井的高压物性参数,其中饱和压力为 19.618 MPa。表 2 给出了 F2 井在实际生产过程中不同油嘴尺寸时产量变化。

表 1 F1 井系统试井生产数据
Table 1 Production data of production test for Well F1

油嘴/ mm	流压/ MPa	产油量/ (m ³ ·d ⁻¹)	产气量/ (m ³ ·d ⁻¹)	气油比/ (m ³ ·m ⁻³)
3.17	27.17	26.4	5 769	218
4.76	24.07	43.2	9 048	209
6.35	20.83	60.5	14 803	245
7.94	15.33	76.8	19 456	253
4.76	13.79	24.0	8 380	349

表 2 F2 井系统试井生产数据
Table 2 Production data of production test for Well F2

油嘴/ mm	流压/ MPa	产油量/ (m ³ ·d ⁻¹)	产气量/ (m ³ ·d ⁻¹)	气油比/ (m ³ ·m ⁻³)
7.94	26.140	146.81	25 216	172
3.17	29.826	22.98	3 502	152
4.76	27.595	63.72	15 793	248
6.35	25.036	80.80	20 746	257
7.94	22.358	108.48	30 770	284

当挥发油在地层中渗流时,若压力小于饱和压力,便产生油气两相流,从而导致了挥发油在渗流过程中与黑油不同的渗流特征。图 1、图 2 分别给出了 F1 井 $t=540$ d 和 F2 井 $t=450$ d 时,油气渗流过程中含油饱和度、油相渗透率的变化。在远井地带,压力大于饱和压力,流体为单相流,不同产量生产时,油相渗透率及油相饱和度基本不变;在近井地带,压力低于饱和压力时,流体为两相流,含油饱和度下降,油相渗透率下降。产量越大,含油饱和度及油相渗透率下降幅度越大。

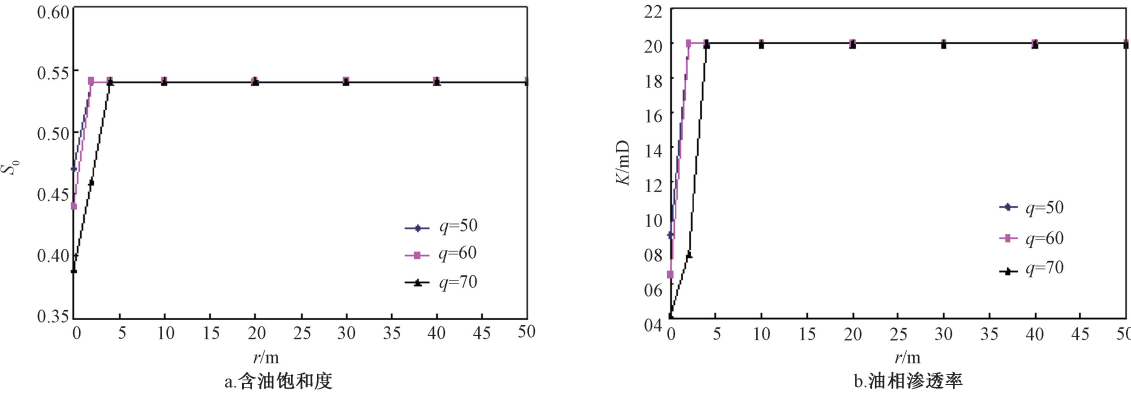


图 1 F1 井不同半径处含油饱和度和油相渗透率曲线

Fig. 1 Oil saturation and oil phase permeability curves at different radius of Well F1

F1 井生产过程中,油嘴尺寸先增加后减小。然而,当油嘴尺寸再减小至 4.76 mm 时,无论是井底流压,还是产量都已无法达到最初采用 7.94 mm 油

嘴时的值。F1 井在第一次采用 4.76 mm 油嘴时,流压 24.07 MPa 低于饱和压力 24.56 MPa;第二次采用 4.76 mm 油嘴之前,井底流压已经降到饱和压力

之下,地层油急剧收缩脱气,含油饱和度下降;再次换回 4.76 mm 油嘴时,地层中流体的流动已经是油气两相流,油相渗透率下降。所以,产量和井底流

压无法回到当初采用这种尺寸的油嘴所对应的值,且此时的产量与流压与当初采用这种尺寸的油嘴所对应的值差别较大。

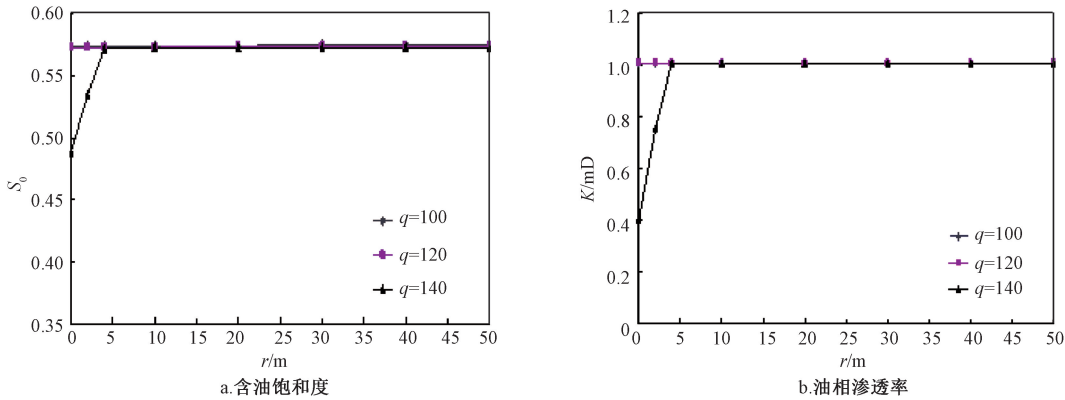


图 2 F2 井不同半径处含油饱和度和油相渗透率曲线
Fig. 2 Oil saturation and oil phase permeability curves at different radius of Well F2

F2 井试油生产过程中,油嘴尺寸先减小后增大。然而,当油嘴尺寸再次增大至 7.94 mm 时,无论是井底流压,还是产量都已无法达到最初采用 7.94 mm 油嘴时的值。

油水两相流,油相渗透率下降,导致油产量下降。

1.2 IPR 曲线绘制

F2 井在表 2 中给出各种油嘴尺寸的情况下,井底流压均未降到饱和压力之下。当油井由大油嘴更换至小油嘴时,产量下降,井底流压上升。当油嘴尺寸再换回大油嘴时,此时的产量与流压与当初采用这种尺寸的油嘴所对应的值差别不大,这是因为地层油在试油过程中没有脱气现象。产量有所下降,分析认为,该井压裂液返排率较低(仅为 17.13%),压裂液在地层中滞留较多,地层中的流动已经变成

应用节点分析法,以井底为求解点,选定一个油嘴尺寸,分别从油藏压力与井口压力开始,设定一组流量,分别计算至求解点处的压力与流量的关系曲线。表示油藏中流动的 IPR 曲线为此节点的流入曲线;以井口压力为起点通过井筒多相流计算得油管入口压力与流量的关系曲线,即为此节点的流出曲线。在此理论基础上,建立 F1 井流体的计算模型,通过改变井底流压,分析不同气油比和地面油密度时,地层流体在不同开采时间下的流入动态曲线,相关数据见表 3,IPR 曲线如图 3、图 4 所示。

表 3 流体流入动态数据*
Table 3 Dynamic data of fluid inflow

p_{wf}/MPa	$q_o/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$			$q_g/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$		
	$t=90 \text{ d}$	$t=180 \text{ d}$	$t=270 \text{ d}$	$t=90 \text{ d}$	$t=180 \text{ d}$	$t=270 \text{ d}$
31.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28.00	17.79	15.25	13.11	2 233.18	1 914.75	1 645.28
25.00	33.02	28.31	24.28	4 144.60	3 554.29	3 048.31
20.00	60.56	51.94	44.48	7 602.00	6 520.38	5 583.88
19.62	62.80	53.85	46.12	7 882.70	6 760.07	5 789.85
10.00	91.89	71.60	61.48	11 533.32	8 986.42	7 717.05
1.00	98.39	82.37	65.82	12 355.63	10 340.07	8 248.80
0.10	99.51	83.30	66.45	12 492.23	10 457.35	8 341.75

* GOR=150, $\rho=0.78$, $p_b=19.618 \text{ MPa}$ 。

1.3 结果分析

由流入动态曲线可以看出(图 3、图 4),随着井底流压的下降,油井产能增大。开采时间越大,相同流压下的油井产能变小。这是因为较长时间开采后,地层压力下降及油水两相渗流,导致产能下降。

压力时,地层油不发生收缩脱气,IPR 曲线为一条直线,油藏中的流动为单相原油流动,与常规黑油模型没有大的差别,时间对产能的影响不是很大。

(2)井底流压小于饱和压力。当井底流压小于饱和压力时,地层中某点的压力低于饱和压力,原油中的轻质组分脱气,形成油气两相流,地层中流体渗流阻力增大,从而造成了产能增加幅度减小,

(1)井底流压大于饱和压力。当压力大于饱和

IPR 曲线为上凸曲线,当流压较低时产量增加幅度较小。随着开采时间的增加,近井地带压力下降幅度增大,地层中的气量越来越多,含油饱和度减小,油相渗透率下降,再加上地层压力的降低,从而导致了油井产能下降的很快。

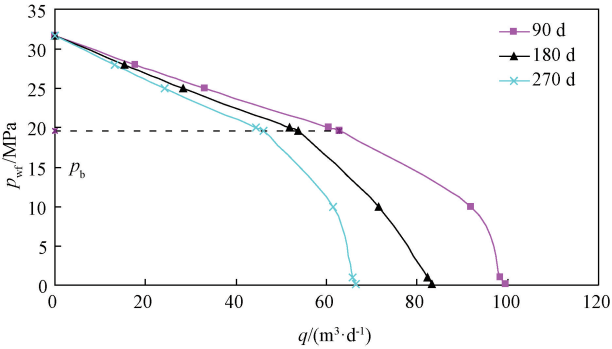


图 3 流体油的流入动态曲线
Fig. 3 Inflow performance curve of fluid oil

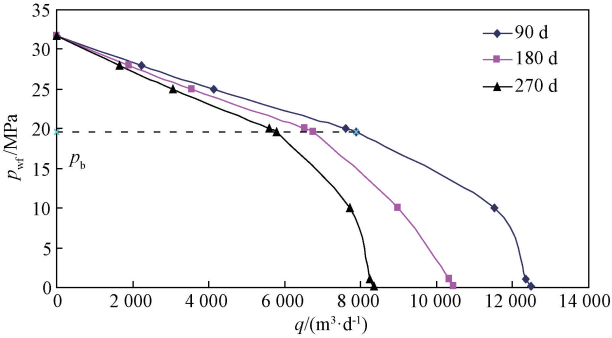


图 4 流体气的流入动态曲线
Fig. 4 Inflow performance curve of fluid gas

油井产出气具有与油相同特征的 IPR 曲线,即随着井底流压的下降,油井产气量增大。开采时间越长,相同流压下的油井产气量变小。井底流压大于饱和压力时,IPR 曲线为一条直线,时间对产能的影响不是很大;当井底流压低于饱和压力时,IPR 曲线为上凸曲线,流压较低时产量增加幅度较小,随着开采时间的增加,油井产能下降很快。

2 产量-时间变化曲线分析

图 5 给出了 F1 井流体在井底流压变化生产时产能随时间的变化曲线。可以看出,定井底流压时,产能随时间增加而下降。当井底流压较高时,产量稳定,稳产时间较长,然而此时产量较低;当井底流压较低时,产量较高,然而此时递减较快,稳产时间较短。当井底流压维持在饱和压力附近时,产量较高且稳产时间较长。因此,建议将井底流压控制在饱和压力附近生产。

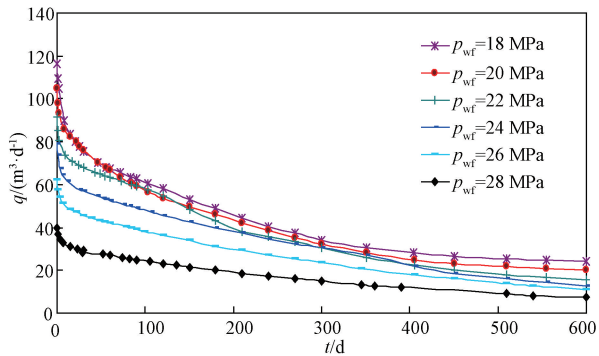


图 5 F1 井不同流压生产时产能随时间的变化曲线
Fig. 5 Productivity curve of Well F1 with different flow pressure

F2 井也有类似规律,如图 6 所示。若井底流压高于饱和压力生产,由图 4 可知,尽管此时生产较为稳定且地层中渗流为单相流,但产量较低。若井底流压低于饱和压力生产,原油在地层渗流过程中脱气收缩,油层中气相饱和度增加从而导致了油相渗透率的降低。所以,此时油井初期的产量较高但产量下降很快。因此,选择饱和压力作为实际生产时的井底流压。

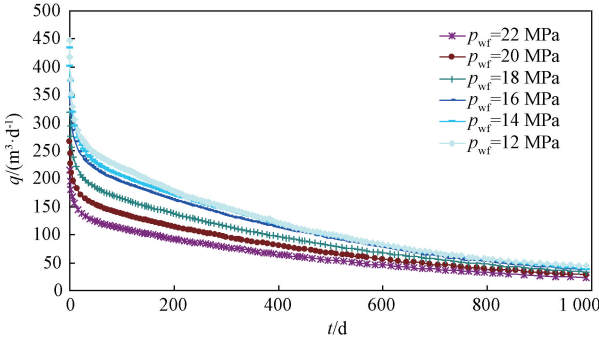


图 6 F2 井不同流压生产时产能随时间的变化曲线
Fig. 6 Productivity curve of Well F2 with different flow pressure

3 分析结果

通过理论研究与实际井应用,得出如下结果:

(1) 试油过程中,尽量使井底流压大于挥发油藏饱和压力生产,避免由于井底流压小于饱和压力,挥发油迅速脱气使产能降低,破坏储层。

(2) 若不能实现井底流压大于挥发油藏饱和压力生产,为保护储层、稳定求产,应选择井底流压接近饱和压力的最佳的试油工作制度进行生产。

挥发油藏对压力及其敏感,分析井底流压对挥发油井产能的影响是制定挥发油井试油工作制度的理论基础,在此基础上考虑试油生产过程中避免水化物生成的条件,得到挥发油井试油工作制度的

优化原则。对挥发油井试油工作制度进行优化,可避免挥发油藏采用试油工作制度不当引发的生产过程中产生水化物或者使原油急剧收缩脱气破坏地层等情况,能够实现挥发油井在试油过程中稳定求产,保护储层的目的。

4 结论

(1)因为挥发油藏饱和压力接近地层压力、一旦试油工作制度不合理会永久破坏储层的特性,试油求产过程中井底流压的控制对地层影响大,通过研究井底流压对挥发油井产能的影响,对挥发油井的试油生产制度给出一定指导,满足试油稳定求产、有效保护储层的要求。

(2)F1井和F2井是大庆油田最早的两口挥发油勘探油井,通过对两口井在不同工作制度下井底流压与产量关系、不同生产时间的IPR曲线以及在井底流压变化生产时产能随时间的变化曲线进行分析,搞清了井底流压对挥发油井产能的影响,为油田勘探开发工作提供了理论基础,对于指导挥发油井施工和开发生产具有重要实际意义。

(3)挥发油井在开发过程中,根据挥发油储层对于压力的敏感性,选择合理的开采方式,比如:在油藏压力未降到饱和压力的开发初期就开始注水开发,会大大提高油井的采收率;挥发油藏的开采时限为地层压力降到饱和压力的时间。

致谢:感谢大庆油田试油试采分公司同意本文公开发表。

参考文献

- [1] OGUNREWO O, HERENS T, GRINGARTEN A C. Well deliverability forecasting in gas condensate and volatile oil wells below saturation pressure [C]. SPE 164869, 2013.
- [2] CLARK P, TOULEKIMA S, SARMA H. A miscibility scoping study for gas injection into a high-temperature volatile oil reservoir in the Cooper basin, Australia [C]. SPE 116782, 2008.
- [3] TORRES D E, SHARMA M M. A novel chemical treatment to enhance productivity of volatile oil wells [C]. SPE 138124, 2010.
- [4] 李连江. 挥发油藏和凝析气藏开采技术[M]. 北京:石油工业出版社,2012:2.
- [5] 吴斌. 海上断块挥发性油藏开发潜力评价[D]. 成都:西南石油大学,2018.
- WU Bin. Evaluation of development potential of volatile reservoirs in offshore fault block oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [6] 陈乾宇. 近临界挥发性生屑云岩油藏生产特征与开发模式研究[D]. 成都:西南石油大学,2017.

- CHEN Qianyu. The study on production performance and development mode of near-critical volatile bioclastic dolostone reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [7] 杨磊,韩红霞,施英,等. 塔里木盆地塔中地区衰竭废弃缝洞型碳酸盐岩挥发油藏及凝析气藏注水效果分析[J]. 天然气地球科学,2015,26(S2):202-206.
 - YANG Lei, HAN Hongxia, SHI Ying, et al. Analysis of water injection performance for the carbonate condensate gas and volatile oil reservoirs with fractures and caverns after depleted stage in Tazhong, Tarim basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015,26(S2):202-206.
 - [8] 刘军,邱婷,戴卫华,等. 挥发性原油单次闪蒸实验结果的修正方法[J]. 中国海上油气,2010,22(6):394-396,402.
 - LIU Jun, QIU Ting, DAI Weihua, et al. A new method to correct single flash experiment results of volatile oil [J]. China Offshore Oil and Gas, 2010,22(6):394-396,402.
 - [9] 吴克柳,李相方,王海涛,等. 挥发油非平衡相变对脱气影响的定量评价模型[J]. 石油勘探与开发,2012,39(5):597-604.
 - WU Keliu, LI Xiangfang, WANG Haitao, et al. A quantitative model for evaluating the impact of volatile oil non-equilibrium phase transition on degassing [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(5):597-604.
 - [10] 杨宝泉,杨莉,王星,等. 挥发性油藏组分梯度模型研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(4):145-151.
 - YANG Baoquan, YANG Li, WANG Xing, et al. Study of compositional gradient model for volatile fluid reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013,35(4):145-151.
 - [11] 张宏友,王月杰,雷源,等. 组分模型在高挥发性油藏中的应用——以渤海S油田为例[J]. 新疆石油地质,2010,31(4):420-422.
 - ZHANG Hongyou, WANG Yuejie, LEI Yuan, et al. Application of compositional model to high volatile oil reservoir ——An example from Bohai Bay S field [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010,31(4):420-422.
 - [12] 张阳,杜祥,杨庆文,等. 东濮凹陷挥发油特性及勘探方向[J]. 石油勘探与开发,2001,28(4):28-32.
 - ZHANG Yang, DU Xiang, YANG Qingwen, et al. The properties of volatile oil and its exploratory direction in Dongpu depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001,28(4):28-32.
 - [13] 朱维耀,鞠岩,杨正明,等. 挥发性油田压力曲线特征及分析[J]. 特种油气藏,2000,7(1):17-19.
 - ZHU Weiyao, JU Yan, YANG Zhengming, et al. Pressure curve features and its analysis of volatile oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2000,7(1):17-19.
 - [14] 郭勇军,张阳,安红梅. 东濮凹陷72断块挥发油油藏开采特征研究[J]. 煤炭技术,2011,30(2):129-131.

- GUO Yongjun, ZHANG Yang, AN Hongmei. Dongpu depression 72 block characteristics of volatile oil reservoir exploitation [J]. Coal Technology, 2011,30(2):129-131.
- [15] 梁景伟,朱圣举,王立群,等. 黑油模型井筒控制的全隐式数值处理方法研究[J]. 油气井测试,2017,26(6):8-13.
- LIANG Jingwei, ZHU Shengju, WANG Liquan, et al. Research of the numerical processing method for wellbore control of the control of the black oil model [J]. Well Testing, 2017,26(6):8-13.
- [16] 李菊花,姜涛,陈世明,等. 考虑组分呈梯度分布的挥发性油藏注气驱数值模拟研究[J]. 石油天然气学报,2012,34(5):107-111.
- LI Juhua, JIANG Tao, CHEN Shiming, et al. Numerical simulation on gas displacement in volatile oil reservoirs considering compositional gradient distribution [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012,34(5):107-111.
- [17] 杨宝泉,杨莉,王星,等. 存在组分梯度的深水挥发性油藏注采比计算[J]. 特种油气藏,2013,20(3):97-100.
- YANG Baoquan, YANG Li, WANG Xing, et al. IPR calculation of volatile oil reservoirs in deepwater with compositional gradient [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013,20(3):97-100.
- [18] 李闯,孙雷,李士伦,等. 沥青沉积机理与模拟方法[J]. 西南石油学院学报,2000,22(1):9-11,15.
- LI Min, SUN Lei, LI Shilun, et al. Mechanism and modeling technique of asphaltene precipitation [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000,22(1):9-11,15.
- [19] 梅海燕,孔祥言,张茂林,等. 预测石蜡沉积的热力学模型[J]. 石油勘探与开发,2000,27(1):84-86.
- MEI Haiyan, KONG Xiangyan, ZHANG Maolin, et al. A thermodynamic model for the prediction of paraffin deposition [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000,27(1):84-86.
- [20] 梅海燕,张茂林,孙良田,等. 压力对油气体系石蜡沉积温度的影响[J]. 西南石油学院学报,2001,23(6):9-11.
- MEI Haiyan, ZHANG Maolin, SUN Liangtian, et al. The effect of pressure on wax precipitation temperature for an oil and gas system [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2001,23(6):9-11.
- [21] 梅海燕,张茂林,孙良田,等. 气-液-固三相相平衡热力学模型预测石蜡沉积[J]. 石油学报,2002,23(2):82-86.
- MEI Haiyan, ZHANG Maolin, SUN Liangtian, et al. Wax precipitation prediction by thermodynamic model of gas-liquid-solid three phases equilibrium [J]. Acta Petrolei Sinica, 2002,23(2):82-86.
- [22] 梅海燕,孔祥言,张茂林,等. 油气烃类体系气液固三相相平衡计算[J]. 天然气工业,2000,20(3):75-78.
- MEI Haiyan, KONG Xiangyan, ZHANG Maolin, et al. Phase equilibrium calculation of the gas-liquid-solid three-phase in oil-gas system [J]. Natural Gas Industry, 2000,20(3):75-78.
- [23] 梅海燕,张茂林,李闯,等. 挥发油油藏在注气过程中的相态变化[J]. 中国海上油气(地质),2003,17(5):317-319.
- MEI Haiyan, ZHANG Maolin, LI Min, et al. The variation of phase behavior in a volatile oil reservoir during gas injection [J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 2003,17(5):317-319.
- [24] 黄月明. 泌阳凹陷深层挥发油藏、凝析气藏试采及储层特征评价方法[J]. 油气井测试,1997,6(2):28-33.
- HUANG Yueming. Production testing and formation evaluation of volatile oil or condensate gas deep reservoirs in Anpeng nose structure of Biyang sag [J]. Well Testing, 1997,6(2):28-33.
- [25] 詹静,林加恩. 油气井产能分析研究[J]. 油气井测试,2017,26(1):1-5.
- ZHAN Jing, LIN Jia'en. Research on well productivity analysis [J]. Well Testing, 2017,26(1):1-5.
- [26] 刘志强,杨婧. 低渗透气藏压裂井气水两相产能计算方法[J]. 油气井测试,2019,28(3):67-73.
- LIU Zhiqiang, YANG Jing. Calculating method of gas-water two-phase productivity in fractured wells of low permeability gas reservoirs [J]. Well Testing, 2019,28(3):67-73.
- [27] 王全,康晓东,陈冠中,等. 聚合物驱油井无因次流入动态方程及其应用[J]. 科学技术与工程,2020,20(1):159-163.
- WANG Quan, KANG Xiaodong, CHEN Guanzhong, et al. Application of dimensionless inflow performance relationship equation of oil well for polymer flooding [J]. Science Technology and Engineering, 2020,20(1):159-163.

编辑 王 军

第一作者简介:吕红磊,女,工程师,2008年毕业于东北石油大学勘查技术与工程专业,现主要从事油藏评价工作。电话:0459-5684812;Email:lvhonglei@petrochina.com.cn。通信地址:黑龙江省大庆市让胡路区乘风街道试油试采分公司工程技术大队,邮政编码:163412。