

留 107 断块注采井组平均地层压力计算方法

方正¹,于珊珊²,王怀婧³,张新鹏²,孙宇晗²,张志远⁴

- 1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007
- 2. 中国石油华北油田公司第三采油厂 河北河间 062450
- 3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司工程技术研究院 天津 300280
- 4. 中国石油华北油田公司第四采油厂 河北廊坊 065007

通讯作者:Email:fang_zheng@cnpccom.cn
项目支持:中国石油集团渤海钻探工程有限公司科技研发项目“留路油田基于试井解释评价的剩余油分布规律研究”(2018Z57K)
引用:方正,于珊珊,王怀婧,等. 留 107 断块注采井组平均地层压力计算方法[J]. 油气井测试,2019,28(2):73-78.
Cite: FANG Zheng, YU Shanshan, WANG Huaijing, et al. Calculation method of average formation pressure of injection-production well group in Liu107 fault block [J]. Well Testing, 2019,28(2):73-78.

摘要 针对注水开发油田无法采用 Honor 法和 MDH 法求取注采井组平均地层压力的问题,以试井资料为依托,采用 MDH+Y 函数法求取注采井的地层压力,再依据势叠加原理计算注采井之间的地层压力,进而结合压力降落速率及阻力加权平均方法求取注采井组的平均地层压力,绘制注采井组地层压力等值线图。应用此方法,求取大王庄油田留 107 断块 L107-18X 井组的平均地层压力为 29.23 MPa,该井组压力分布等值线图表明,注入水推进速度沿 L107-13 井方向最快,沿 L107-17X 井方向最慢,与示踪剂监测结果相符。该方法可以获得可靠的注采井组平均地层压力,评价水驱开发效果,为水驱开发油田开发方案调整和措施设计提供科学依据。

关键词 大王庄油田;留 107 断块;注采井;地层压力;试井;叠加原理;示踪剂;水驱速度
中图分类号:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.02.013

Calculation method of average formation pressure of injection-production well group in Liu107 fault block

FANG Zheng¹, YU Shanshan², WANG Huaijing³, ZHANG Xinpeng², SUN Yuhan², ZHANG Zhiyuan⁴

- 1. Well Testing Branch of CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Langfang, Hebei 065007, China
- 2. No.3 Oil Production Plant, PetroChina Huabei Oilfield Company, Hejian, Hebei 062450, China
- 3. Engineering Technology Research Institute of CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Tianjin 300280, China
- 4. No.4 Oil Production Plant, PetroChina Huabei Oilfield Company, Langfang, Hebei 065007, China

Abstract: For the oilfield developed with water injection, the Honor method and the MDH method cannot be used to obtain the average formation pressure of the injection-production well group. Based on the well test data, the MDH and Y function method was first used to obtain the formation pressure of the injection-production well. Then, according to the principle of potential superposition, the formation pressure between the injection-production wells was calculated. Finally, the average formation pressure of the injection-production well group was obtained by combining the pressure drop rate and the resistance weighted average method, and the formation pressure contour of the injection-production well group was established. Using this method, the average formation pressure of the L107-18X Well group of the Liu107 fault block in Dawangzhuang Oilfield was obtained, and the value was 29.23 MPa. The pressure distribution contour of the well group shows that the injection water velocity was the fastest along the direction of L107-13 Well and the slowest along the direction of L107-17X Well group. This conclusion was consistent with the tracer monitoring results. The method can obtain reliable average formation pressure of injection-production well group, evaluate the effect of water flooding development, and provide scientific basis for adjustment and design of development plan in water-injection development oilfield

Keywords: Dawangzhuang Oilfield; Liu107 fault block; injection-production well; formation pressure; well testing; superposition principle; tracer; water injection speed

大王庄油田留 107 断块位于饶阳凹陷中部肃宁 与大王庄构造的结合部,是由东西两条断层夹持的

构造岩性油藏,地层向西北方向倾斜,向南部抬升,含油层东三段和沙一上段,含油面积 3.35 km^2 ,地质储量 $301 \times 10^4 \text{ t}$,可采储量 $75 \times 10^4 \text{ t}^{[1-2]}$ 。2010 年至今,该区块产量进入缓慢递减期,目前处于高含水阶段,综合含水 76.63%,部分采油井含水率 90%以上。

对于注水开发油田来说,地层压力是一项重要指标,主要是通过调整注水来控制地层压力^[3]。随着油田开发时间的延长,油井含水不断上升,注采压力的适应性也在不断发生变化,如果压力保持过低,会影响流体在储层中的渗流能力,导致产量下降;如果压力保持过高,会影响水驱速度,不利于油田开发。因此,应当不失时机地评价注采井组的地层压力,通过科学分析注采井组平均压力计算方法,高效利用地层压力资料,合理评价地层压力系统,为今后油田开发方案制定提供技术支持。

蒋华等^[4]针对大港油田港西地区注水井地层压力计算精度低的问题,从矿场应用角度出发,根据渗流力学原理,对提高平均地层压力计算精度进行了研究,提出了港 I 法和港 II 法,探讨了缩短关井时间的可能性。路士华等^[5]针对孤岛油田注水井局部高压问题,以渗流力学理论为基础,利用井的生产资料,建立了预测地层压力的数学模型,提出了利用稳定试井资料计算地层渗透率的方法。吴洪彪等^[6]针对井数加权法难以正确反映油藏实际压力水平的问题,从矿场实际出发,分析了井数加权、孔隙体积加权和流动系数阻力加权法的适用性及可比性。徐荣奎等^[7]针对临盘油田注采系统与油田开发适应性问题,系统研究了流动压力、注水压力和地层压力,确定了该油田的合理压力系统。孙波等^[8]针对大庆油田松 I 法适用条件的局限性,分析了单井地层压力及区块油藏压力的评价方法,利用油水井井数比计算油藏压力。王绍平等^[9]针对平均地层压力计算方法适用性问题,提出了体积加权法与阻力加权法比井数加权法计算的平均压力更能真实反映油藏平均压力。包志晶^[10]针对注采井间压力分布问题,根据渗流理论,依据叠加原理,建立了不等产量下一注多采井组压力计算模型。实际上,通过试井工艺获取的地层压力及动态参数等资料^[11-16],更能真实反映目前注采井间的连通关系,然而,目前应用的平均地层压力计算方法未能充分利用试井资料,且实施难度系数较大。因此,本文以试井资料为依托,根据渗流理论,依据势叠加方法分析了注采井组的压力分布规律,

结合压力降落速率及流动系数求取注采井组的平均地层压力。该方法不仅可以合理确定平均地层压力,还可以根据压力分布特征评价水驱效果。

1 平均地层压力求取方法分析

目前常用的地层压力计算方法有 Horner 法和 MDH 法。其中 Horner 法仅适用于确定原始地层压力的探井和新井,对于已开发的油田,由于关井前的生产时间太长,Horner 法已经失效。而 MDH 法不能直接用来确定油田的目前地层压力,虽然其与关井前的生产时间无关,但由于它的计算要依赖于 MDH 法的典型曲线图版。因而,该方法受到诸多限制^[3]。

1.1 单井地层压力计算方法

在注水开发油田中应用较为广泛的地层压力计算方法是由陈元千等提出的 MDH+Y 函数法^[3]。它是利用试井资料,由 MDH 法结合压力函数来确定采油井和注水井地层压力的简易方法。基本关系式为

$$p = A + m \lg \frac{10.42m}{Y_R} \quad (1)$$

式中: p 为地层压力,MPa; Y_R 为压力函数,MPa/d; A, m 分别为 MDH 法直线截距、斜率。

对于采油井来说, Y_R 取 0.01 MPa/d ,注水井 Y_R 取 -0.05 MPa/d 时,可以得到可靠的地层压力。

1.2 油水井间地层压力计算方法

势叠加法是基于渗流力学中势的原理,通过叠加方法展现注水井与采油井之间压力分布的一种计算方法^[10]。

渗流力学中,势的定义为

$$\psi = \frac{K}{\mu} p \quad (2)$$

式中: ψ 为距井 r 处的势; K 为地层渗透率, μm^2 ; μ 为流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

当同时存在若干口井时,根据势的叠加原理,其中任一点的势为

$$\psi = \frac{5.785}{\pi} \sum_{i=1}^n \frac{q_i}{h_i} \ln r_i + C \quad (3)$$

式中: q 为日产液量, m^3/d ; h 为储层厚度, m ; r 为各井到任一点的距离, m ; C 为常数。

在注水井 A_1 与任一采油井(此处为 A_2 井)的主流线上,设任一点 M 距注水井 A_1 的距离为 r_M ,其坐标为 (x, y) ,则 M 点的势为

$$\psi_M = \frac{5.785}{\pi} \times \left[-\frac{q_1}{h_1} \ln r_M + \frac{q_2}{h_2} \ln(R_{12} - r_M) + \right]$$

$$\sum_{i=3}^n \left(\frac{q_i}{h_i} \ln \sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2} \right) \Bigg] + C \quad (4)$$

式中: x,y 为井位坐标; R_{12} 为注水井 A_1 至采油井 A_2 的直线距离,m;下标 1 代表注水井;下标 2 代表采油井。

由此可得到 M 点的压力关系式,即

$$p_M = \frac{5.785\mu}{\pi K} \times \left[-\frac{q_1}{h_1} \ln r_M + \frac{q_2}{h_2} \ln (R_{21} - r_M) + \sum_{i=3}^n \left(\frac{q_i}{h_i} \ln \sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2} \right) \right] + \frac{\mu C}{K} \quad (5)$$

注水井 A_1 井处的势为

$$\psi_1 = \frac{K}{\mu} p_1 = \frac{5.785}{\pi} \times \left[-\frac{q_1}{h_1} \ln r_w + \frac{q_2}{h_2} \ln R_{12} + \sum_{i=3}^n \left(\frac{q_i}{h_i} \ln R_{i1} \right) \right] + C \quad (6)$$

式中: r_w 为油水井井筒半径,m。

采油井 A_2 井处的势为

$$\psi_2 = \frac{K}{\mu} p_2 = \frac{5.785}{\pi} \times \left[-\frac{q_1}{h_1} \ln R_{12} + \frac{q_2}{h_2} \ln r_w + \sum_{i=3}^n \left(\frac{q_i}{h_i} \ln R_{i2} \right) \right] + C \quad (7)$$

由(6)式、(7)式可得

$$\frac{K}{\mu} = \frac{5.785}{\pi(p_1 - p_2)} \times \left[\left(\frac{q_1}{h_1} + \frac{q_2}{h_2} \right) \ln \frac{R_{12}}{r_w} + \sum_{i=3}^n \frac{q_i}{h_i} \ln \frac{R_{i1}}{R_{i2}} \right] \quad (8)$$

将求得的 K/μ 代入(6)式即可得到常数 C 。将取得的 K/μ 和 C 值,以及其它已知参数代入(5)式,即可求得注采井间的地层压力分布。

在压力分布曲线上,当压力降落速率 dp/dr_M 达到最小时,该点处的压力即为相应油水井之间的地层压力。

1.3 注采井组平均地层压力计算方法

平均地层压力计算方法主要有井数加权法、孔隙体积加权法和阻力加权法。井数加权法只是简单的加权平均;孔隙体积加权法的计算精度取决于孔隙体积的准确程度,在实际应用中比较困难;而阻力加权法是考虑了注采井组地层压力和渗流阻力之间的关系,所需要的参数可以通过试井工艺获取,比较容易实现^[6]。

阻力加权法计算公式为

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{Kh}{\mu} \right)_{oi} p_{oi} \right] + \sum_{j=3}^m \left[\left(\frac{Kh}{\mu} \right)_{wj} p_{wj} \right]}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{Kh}{\mu} \right)_{oi} + \sum_{j=1}^m \left(\frac{Kh}{\mu} \right)_{wj}} \quad (9)$$

通过对求取的注水井与采油井之间的地层压力进行阻力加权平均,可得到注采井组的平均地层压力。

2 应用情况

留 107 断块是由东西两条断层夹持的构造岩性油藏,主要含油层位为东三段和沙一上段,砂泥岩互层,地层压力系数为 0.98 ~ 1.01,地温梯度(3.17~3.68)℃/100 m,属于正常温度、压力系统。东三段孔隙度 11.9% ~ 23.0%,渗透率 1.75 ~ 316.33 mD,属于中孔中渗储层;沙一上段孔隙度 10.7%~16.2%,渗透率 0.3 ~ 162.5 mD,属于低孔低渗储层。

该区块目前拥有 54 口开发井,其中采油井 35 口,开井 31 口,日产液 421.6 t,日产油 98.5 t,综合含水 76.63%,采油速度 1.2%,采出程度 22.31%;注水井 19 口,开井 17 口,月注采比 1.31,累计注采比 0.94。地面原油相对密度 0.883 3 g/cm³,黏度 40.2 mPa·s,凝固点 34.1℃,含蜡 14%,含硫 0.3%,胶质沥青质 33.5%,初馏点 139℃,原油性质中等。地层水型为 NaHCO₃ 型,总矿化度 6 014.1 mg/L。

L107-18X 注采井组位于留 107 断块南部,生产层位为 Ed₃ III 段和 Ed₃ V 段,该层位主要受 L107-18X 井的注水驱动。共包含 1 口注水井 L107-18X 井和 3 口采油井 L107-13 井、L107-17X 井和 L107-21X 井,其中采油井 L107-13 井、L107-17X 井和 L107-21X 井通过液面恢复折算目前地层压力分别为 23.17 MPa、22.09 MPa 和 24.15 MPa,注水井 L107-18X 井进行过压力降落测试,关井后测试的压力降落曲线数据见表 1。

表 1 L107-18X 井压力降落曲线数据

Table 1 Pressure drop curve data of well L107-18X

序号	$\Delta t/h$	p/MPa	序号	$\Delta t/h$	p/MPa
1	0.0	46.18	8	10.0	35.39
2	0.2	43.44	9	20.0	35.01
3	0.4	41.96	10	30.0	34.85
4	0.6	40.73	11	40.0	34.75
5	0.8	39.82	12	50.0	34.68
6	1.0	39.00	13	68.0	34.56
7	5.0	35.90	/	/	/

根据实测数据绘制 MDH 曲线图(图 1),经直线段线性回归结果为:

$$A_w = 35.965\ 3\ \text{MPa}, m_w = -0.758\ 67\ \text{MPa/cycle}$$

采用 MDH+Y 函数法计算注水井 L107-18X 井目前地层压力为 34.30 MPa。

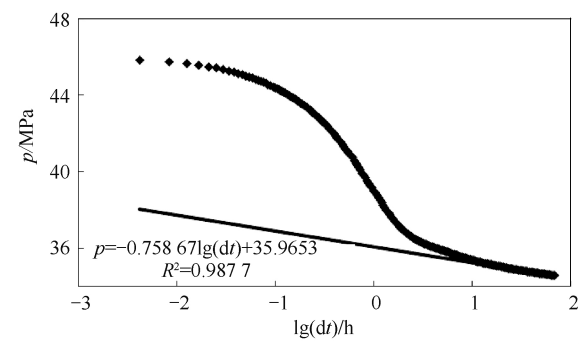


图 1 L107-18X 井关井压力降落曲线图(MDH 法)
Fig.1 Chart of shut-in pressure drop in Well L107-18X (MDH method)

根据势叠加方法描绘出注水井与采油井主流线上的压力分布曲线(图 2),计算参数见表 2。从图中可以看出,在注水井与采油井附近,压力下降速度较快,由水井到油井的过渡段压力下降速度减缓。

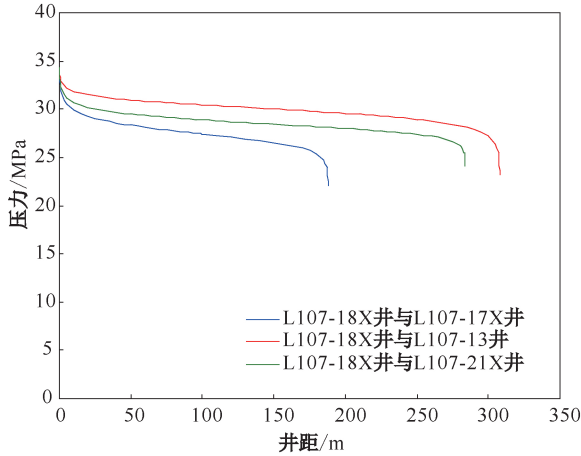


图 2 L107-18X 井组油水井流线上压力分布图
Fig.2 Online pressure distribution diagram of oil and water well flow in L107-18X well group

表 2 L107-18X 注采井组平均地层压力计算参数表
Table 2 Parameter table used to calculate average formation pressure calculation of L107-18X injection-production well group

井号	地层压力/ MPa	产量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	储层厚度/ m	井间距离/ m
L107-18X(注水井)	34.30	33.00	24.2	/
L107-13	23.17	21.80	9.2	308
L107-17X	22.09	17.01	16.2	188
L107-21X	24.15	30.50	31.4	284

在压力分布曲线上,当压力降落速率 dp/dr_m 达到最小时,该点处的压力即为相应油水井之间的平均地层压力^[17-18]。由此,通过井间压力降落速率图(图 3)可得到采油井 L107-13、L107-17X 和 L107-21X 井与注水井 L107-18X 井之间的平均地层压力分别为 30.15 MPa、27.43 MPa 和 28.40 MPa。

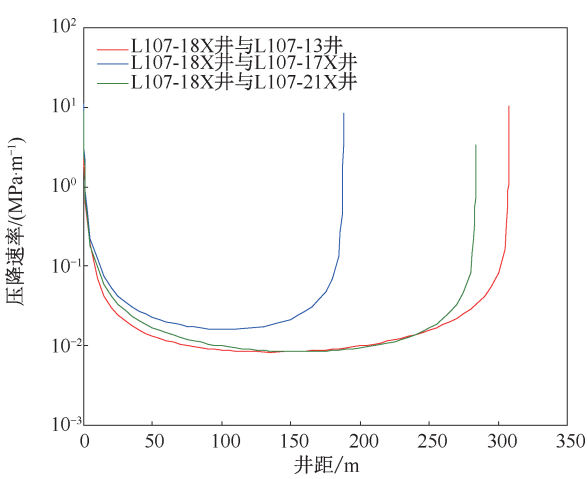


图 3 L107-18X 井组油水井流线上压力速率图
Fig.3 Online pressure rate diagram of oil and water well flow in L107-18X well group

根据阻力加权法原理,利用流动系数对取得的油水井之间的平均地层压力进行加权平均,得到 L107-18X 注采井组的平均地层压力为 29.23 MPa,计算参数见表 3。

表 3 L107-18X 注采井组平均地层压力计算参数表
Table 3 Parameter table used to calculate average formation pressure calculation of L107-18X injection-production well group

井号	流动效率/ ($\text{mD} \cdot \text{m} \cdot (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$)	油水井间地层 压力/MPa	井组平均地层 压力/MPa
L107-13	445.289 10	30.15	29.23
L107-17X	83.655 04	27.43	
L107-21X	313.119 70	28.40	

同时,应用该方法对 L107-18X 井组地层压力分布进行分析,可以定性评价水驱效果^[19-21]。从地层压力分布图中可以看出(图 4),在注水井和采油井附近压力下降速率较快,油水井间大部分区域压力下降平缓。L107-18X 井的注入压力沿着 L107-13 井的方向传导较快,L107-21X 井方向次之,L107-17X 井方向最慢。表明该井组中注入水沿着 L107-13 井方向推进速度相对较快,沿着 L107-17X 井推进速度相对较慢。

一方面从储层物性差异和油井含水率上得知(表 4),井间渗透率和油井含水率依次降低,渗透性差异是导致注水推进的一个重要影响因素;另一方面从 2016 年的示踪剂监测结果得知(表 5),水驱速度分别为 2.14 m/d、2.09 m/d 和 1.81 m/d,依次降低,均反映了注入水沿 L107-13 井方向推进速度快,这也证明了注采井组间压力分布计算的可靠性。

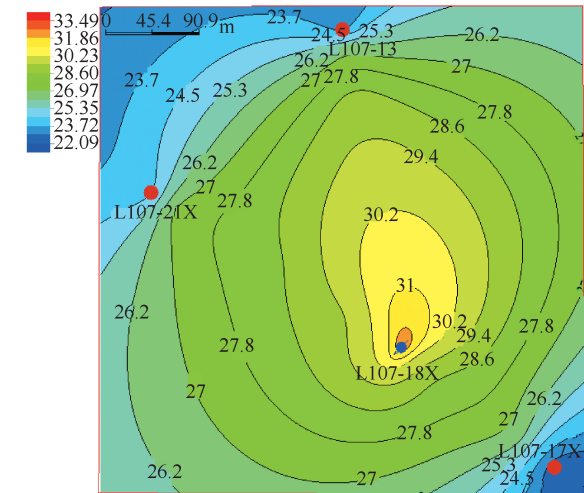


图 4 L107-18X 井组地层压力分布等值线图
Fig.4 Pressure distribution contour of L107-18X well group

表 4 L107-18X 注采井组渗透率数据表
Table 4 Permeability data table of L107-18X injection-production well group

注水井	采油井	含水率/ %	井间原始 平均渗透 率/mD	优渗层 渗透率/ mD	渗透率 变化系数
	L107-13	100.0	68.65	153.39	2.23
L107-18X	L107-21X	95.9	34.35	74.72	2.18
	L107-17X	69.6	25.75	46.23	1.80

表 5 L107-18X 注采井组示踪剂监测数据表
Table 5 Tracer monitoring data sheet of L107-18X injection-production well group

井号	距离/ m	初见示踪剂 日期	时间/ d	初见浓度/ t	水驱速度/ (m·d ⁻¹)
L107-13	308	2017.4.04	144	0.81	2.14
L107-21X	284	2017.3.27	136	0.73	2.09
L107-17X	188	2017.2.23	104	0.89	1.81

注:本井于 2016 年 11 月 11 日注入 400 mCi 的 35S 示踪剂。

3 结论

(1)对于已开发油田的注采井组,依据 MDH+Y 函数法求取单井目前地层压力,势叠加方法描绘井间压力分布,结合阻力加权法计算注采井组平均地层压力。该方法操作简便,计算精度较高,能够合理评价注采压力系统。

(2)大王庄油田留 107 断块应用结果表明,在计算注采井组平均地层压力同时,还可分析井组及区块地层压力分布规律,经静态资料、生产动态及示踪剂测试证实,地层压力分布描绘合理准确,能够满足油田开发的技术需求,具有较好的应用推广前景。

致谢:感谢华北油田公司第三采油厂地质研究所对本项目提供技术支持。

参考文献

[1] 乔培君,张延君,孙有琴. 留 107 断块持续高效开发探索[J]. 科技创新导报,2012(30):108,110.
QIAO Peijun, ZHANG Yanjun, SUN Youqin. Continuous and efficient development and exploration of Liu107 fault blocks [J]. Science and Technology Innovation Herald, 2012(30):108,110.

[2] 金凤鸣,侯凤香,焦双志,等. 断陷盆地断层-岩性油藏成藏主控因素——以饶阳凹陷留 107 区块为例[J]. 石油学报,2016,37(8):986-995.
JIN Fengming, HOU Fengxiang, JIAO Shuangzhi, et al. Major controlling factors of fault-lithologic reservoir accumulation in rifted basin: A case study of Liu 107 block, Raoyang sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(8):986-995.

[3] 陈元千,邹存友,杨皓,等. 确定已开发油田采油井和注水井地层压力的简易方法[J]. 断块油气田,2011,18(4):475-478.
CHEN Yuanqian, ZOU Cunyou, YANG Hao, et al. Simple method for determining reservoir pressure of producing oil well and injecting water well in developed oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011,18(4):475-478.

[4] 蒋华,熊海灵,李敬松. 单井地层压力简便计算方法研究[J]. 石油勘探与开发,1999,26(1):61-64.
JIANG Hua, XIONG Hailing, LI Jingsong. A simplified calculation of reservoir pressure in a single well [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999,26(1):61-64.

[5] 路士华,许俊峰,段万忠. 油水井之间地层压力预测[J]. 胜利油田职工大学学报,2001,15(2):4-6.
LU Shihua, XU Junfeng, DUAN Wanzhong. Prediction of formation pressure between oil wells [J]. Journal of Shengli Oilfield Workers University, 2001,15(2):4-6.

[6] 吴洪彪,毕艳昌,刘淑芬. 注水开发油田地层压力评价的问题分析[J]. 大庆石油地质与开发,2001,20(6):34-36.
WU Hongbiao, BI Yanchang, LIU Shufen. Problems of formation pressure evaluation in water flooding oil field [J]. Petroleum Geology and Development in Daqing, 2001,20(6):34-36.

[7] 徐荣奎,田树全,李宝泉,等. 油田注采压力系统研究及应用[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2005,27(3):383-385.
XU Rongkui, TIAN Shuquan, LI Baoquan, et al. Study and application of injection-production pressure system in oilfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology (J JPI), 2005,27(3):383-385.

[8] 孙波,蔡丽华. 大庆油田地层压力评价方法研究与应用[J]. 油气井测试,2007,16(1):11-14.

- SUN Bo, CAI Lihua. Study on formation pressure evaluation method in Daqing Oilfield and its application [J]. Well Testing, 2007, 16(1): 11-14.
- [9] 王绍平, 刘朝霞, 席妮妮, 等. 低渗透油藏平均地层压力计算方法研究[J]. 中国西部科技, 2014, 13(7): 16-19.
- WANG Shaoping, LIU Zhaoxia, XI Nini, et al. Study on calculation method of average formation pressure of low permeability reservoir [J]. Western China Science and Technology, 2014, 13(7): 16-19.
- [10] 包志晶. 注采井间压力计算模型及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(1): 58-61.
- BAO Zhijing. Calculating model and its application for the pressures between the injector and producers [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 58-61.
- [11] ABBASI A, HASHIM F M. A prediction model for the natural gas hydrate formation pressure into transmission line [J]. Petroleum Science and Technology, 2016, 34(9): 824-831.
- [12] WANG Zhenfeng, XIE Xinong. Pressure prediction for high-temperature and high-pressure formation and its application to drilling in the Northern South China Sea [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2004, 78(3): 640-643.
- [13] STANISIAW D, ULIASZMISIAK B. Influence of differential pressure on formation water flow rate during tests of the autochthonous miocene deposits in the carpathian foredeep with DST [J]. Gospodarka Surowcami Mineralnymi - Mineral Resources Management, 2012, 28(1): 157-171.
- [14] MA Tianshou, CHEN Ping, HAN Xiong. Simulation and interpretation of the pressure response for formation testing while drilling [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 23(1): 259-271.
- [15] ETMINAN M, JAMALI J, RIAHI M A. Formation pore pressure prediction using velocity inversion in Southwest Iran [J]. Petroleum Science and Technology, 2012, 30(1): 28-34.
- [16] 张以明, 杜成良, 李拥军, 等. 中途裸眼坐封螺杆泵联作技术加快巴彦河套盆地吉兰泰凹陷新区太古界储层勘探发现[J]. 油气井测试, 2018, 27(3): 34-39.
- ZHANG Yiming, DU Chengliang, LI Yongjun, et al. Accelerating exploration discovery of Archeozoic formation in Jilantai Sag of Bayanhetao Basin by combination test technology of DST and rod pump [J]. Well Testing, 2018, 27(3): 34-39.
- [17] 张磊, 向才富, 董月霞, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷异常压力系统及其形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 664-675.
- ZHANG Lei, XIANG Caifu, DONG Yuexia, et al. Abnormal pressure system and its origin in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology Oil Gas Geol, 2018, 39(4): 664-675.
- [18] 赵梓瑜. F油田密井网试井理论及平均地层压力计算方法研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2018.
- ZHAO Ziyu. Well test theory and the average formation pressure calculation method of dense well pattern in F Oilfield [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018.
- [19] 姜喆. 分层测压工艺技术及资料应用探讨[J]. 化学工程与装备, 2018(4): 38-40.
- JIANG Zhe. Separate pressure measurement technology and data application discussion [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2018(4): 38-40.
- [20] 陈红伟, 冯其红, 张先敏, 等. 多层非均质油藏注水开发指标预测方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(4): 473-476.
- CHEN Hongwei, FENG Qihong, ZHANG Xianmin, et al. Prediction method of waterflooding development indexes for multi-layer heterogeneous reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(4): 473-476.
- [21] 孙达. 油气井压力恢复试井解释关键技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 73-77.
- SUN Da. Key technologies for oil and gas well pressure buildup test interpretation [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 73-77.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 方正, 男, 1986年出生, 工程师, 2008年毕业于大庆石油学院资源勘查工程专业, 现主要从事油气藏试井评价解释及管理工作。电话: 0317-2551415, 13784113411; Email: fang_zheng@cnpc.com.cn。通信地址: 河北省廊坊市广阳区万庄石油基地油气井测试分公司, 邮政编码: 065007。