

应用物质平衡法评价鸭儿峡 M 油藏地层压力

陶永富¹, 许瑞¹, 乔梁², 赵隽¹, 符国辉¹, 张华琴¹

1. 中国石油玉门油田分公司勘探开发研究院 甘肃酒泉 735000

2. 中国石油玉门油田分公司鸭儿峡采油厂 甘肃玉门 735200

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

项目支持: 国家自然科学基金项目“页岩地层动态随机裂缝控制机理与无水压裂理论”(51490653)

引用: 陶永富, 许瑞, 乔梁, 等. 应用物质平衡法评价鸭儿峡 M 油藏地层压力[J]. 油气井测试, 2019, 28(1): 72-78.

Cite: TAO Yongfu, XU Rui, QIAO Liang, et al. Evaluation of formation pressure in M reservoir of Yaerxia Oilfield by material balance method [J]. Well Testing, 2019, 28(1): 72-78.

摘要 鸭儿峡 M 油藏具有断层发育、饱和压力低、边水极弱等特征, 为了准确把握该油藏最佳注水时机, 必须实时准确掌握地层压力水平。基于物质平衡原理, 考虑岩石和流体的高压物性随地层压力变化, 利用岩石孔隙体积和油水体积的动态变化关系, 得到能够实时跟踪弹性开采阶段和注水开发阶段的地层压力计算公式, 在实验准确获取岩石和流体高压物性参数后, 实现地层压力计算。结果表明, 采用物质平衡法计算的 M 油藏平均地层压力为 40.5 MPa, 与试井解释结果仅相差 0.5 MPa; 岩石孔隙体积缩小量与流体体积缩小量误差为 2.0%, 物性参数取值可靠。物质平衡法为应用生产动态资料实时准确评价封闭或弱、边底水油藏的地层压力提供了新的思路。

关键词 地层压力; 物质平衡; 低渗透油藏; 生产动态; 试井; 采油指数; 高压物性

中图分类号: TE33+1 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.01.012

Evaluation of formation pressure in M reservoir of Yaerxia Oilfield by material balance method

TAO Yongfu¹, XU Rui¹, QIAO Liang², ZHAO Jun¹, FU Guohui², ZHANG Huaqin¹

1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan, Gansu 735000, China

2. Yaerxia Oil Production Plant, PetroChina Yumen Oilfield Company, Yumen, Gansu 735200, China

Abstract: The M reservoir in Yaerxia oilfield has the characteristics of fault development, low saturation pressure and extremely weak edge water. For clarifying the optimal water flooding time of the reservoir, it is necessary to understand the formation pressure accurately in real time. Considering that high pressure physical properties of rock and fluids change with the formation pressure, and the dynamic changes of reservoir pore volume and oil-water volume, the calculation formula of formation pressure was obtained according to the principle of material balance, and it can calculate the formation pressure after acquiring the high-pressure physical properties of rock and fluids, so as to keep real-time track on the formation pressure in the elastic production and waterflooding stages. The results show that the average formation pressure of M reservoir obtained by using the material balance method is 40.5 MPa, only 0.5 MPa different from the results of well testing. In addition, the error of reservoir pore volume compressibility and fluid volume compressibility is 2%, suggesting that the value of physical parameters is reliable. The material balance method provides a new idea for the application of production performance data to evaluate the formation pressure of closed or weak edge/bottom water reservoirs in real time manner.

Keywords: formation pressure; material balance; low-permeability reservoir; production performance; well testing; oil productivity index; high-pressure physical property

油田在开发过程中, 地层压力求取方法主要有压力恢复试井法、采油指数法和物质平衡法。第一种方法是压力恢复试井。对于生产井, 由于长时间关井影响产量, 往往关井时间不长, 关井末点压力低于真实地层压力。对于低渗透油藏而言, 由于关井时间短, 压力及其导数的双对数图上出现径向流

的可能性很小, 难以求取地层压力。另外, 试井因工序繁琐, 以及额外增加开发费用等原因, 难以做到实时监测地层压力。余碧君等^[1]在大庆油田提出应用压力恢复资料、生产动态资料计算地层压力的方法, 完成低渗透油藏的地层压力评价。李发印等^[2]对大庆油田萨中地区 51 口油井进行统计, 发现

经典半对数曲线出现直线段的井仅占 23.5%, 结合油田实际还导出了一种油井地层压力计算方法^[3], 可以在不关井的情况下, 用油水井动态参数, 获得油井地层压力和驱动半径。刘志军等^[4]结合压力恢复试井资料, 给出井底静压修正方法, 计算出某低渗透气藏地层压力。蒋益宛等^[5]提出使用短期关井压力数据确定地层压力的方法, 克服了压力恢复试井耗时长等缺点。陈进娥等^[6]分析已有的地层压力评价方法, 优选出适合靖边气田特殊性的地层压力评价方法。杨玲等^[7]依据气井的 Horner 方程, 提出一种处理气井压力恢复数据、计算供气面积内平均地层压力的简便方法, 该方法克服了 MBH 法需要查图版的缺点。张娟^[8]通过多因素分析, 明确了研究区实测地层压力不准确的主要影响因素, 然后通过霍纳外推、钻井液密度校正等方法, 恢复了临南注陷真实地层压力, 重新解析现今地层压力系统。

第二种方法基于采油指数, 应用油井生产数据包括产量和井底流压计算地层压力。孟令强等^[9]基于气井生产系统, 将产能方程与物质平衡方程结合, 通过生产数据建立多目标优化函数和生产历史拟合确定单井地层压力。张智峰等^[10]从 IPR 曲线着手, 运用在两种不同工作制度下求取的地层流压及产量, 推导出一种地层压力求解方法。李斌等^[11]针对不稳定试井耗时长、影响生产等问题, 根据无因次 IPR 曲线通式, 推导出求解地层压力的公式。张广东等^[12]针对试井关井时间长、费用高等问题, 将现场生产动态数据与地下未知地层参数相关联, 建立油井采油指数及地层压力计算的数学模型。王爽^[13]针对低渗透油田合理地层压力保持水平及合理流压界定等问题, 开展了不同含水率、采出程度和注采比下的地层压力变化规律研究, 建立了合理地层压力计算方法。Daryasafar A. 等^[14]以 Warren 和 Root 等提出的裂缝-孔隙双重介质模型为基础, 拓展延伸了 Mavor、Cinco-Ley 和 Daprat 等的裂缝系统拟稳态-定产量生产的解及基质系统拟稳态-定压力生产的解, 提出了根据天然裂缝性油藏定压开采的瞬时产量递减准确估算油藏平均压力的方法。

对于低渗透储层, 采油指数法预测的地层压力往往偏小, 主要原因在于该方法假设采油指数不变。但真实情况是, 采油指数会随着生产有所下降。一方面, 由于储层渗透性差, 单井生产引起的压降范围(泄油面积)向外延伸的速度较慢, 投产初期评价的采油指数仅代表较小泄油面积内的生产能力。

随着生产的进行, 单井控制的泄油面积不断扩张, 原油向井筒流动的距离增加, 采油指数随之降低, 直至泄油面积不再扩大。另一方面, 低渗透油藏的油井一般会采取压裂改造, 压裂缝的导流能力随着生产的进行不断降低甚至失效, 采油指数随之下降。

第三种方法是物质平衡法, 该方法主要针对封闭油气藏, 能够实时准确评价地层压力。目前, 该方法更多地应用于计算气藏地层压力。吴克柳等^[15]根据物质平衡原理, 建立了考虑多孔介质吸附、毛管力及水蒸汽影响的水驱凝析气藏物质平衡方程, 并迭代求解得到任意生产时刻的地层压力。张继成等^[16]以正常压力系统封闭气藏的物质平衡方程式为基础, 建立了一种利用累积产气量计算气藏地层压力的方法。曲皓^[17]根据物质平衡原理, 建立了考虑注水强度影响的裂缝性油藏线性流不稳定渗流数学模型。杨永庆^[18]结合物质平衡原理及气藏渗流机理, 建立了地层压力与生产数据的关系式, 提出了在不关井的前提下, 利用生产数据计算平均地层压力的方法。王焰东等^[19]依据定容性封闭气藏物质平衡方程, 在已知天然气密度、原始地层压力和地层温度等条件下, 通过偏差因子软件计算得到地层温度恒定条件下地层压力与偏差因子的关系, 以及地层压力与气藏的拟压力之间的关系曲线, 利用累积产量数据, 得到了计算任意时刻的气藏地层压力。在使用物质平衡法计算气藏地层压力时, 往往忽略岩石孔隙变化; 而曲皓计算油藏地层压力时, 虽考虑了岩石孔隙和原油的高压物性, 但忽略了水的高压物性, 以及岩石和流体高压物性随地层压力的变化, 将高压物性参数视为静态参数^[17]。

本文针对鸭儿峡 M 油藏 X12 区块断层封堵性强、边水极弱等特征, 基于物质平衡原理, 考虑岩石、流体的高压物性随地层压力变化, 分别提出能够实时评价 M 油藏 X12 区块弹性开采阶段和注水开发阶段地层压力的计算公式。

1 区块概况

目前, 鸭儿峡 M 油藏进入全面开发阶段, 是油田稳产上产的主力油藏, 产量占据油田产量的 42%。由于油田生产任务重, M 油藏采用先采后注的开发方式, 并依据油藏生产特征制定了最佳注水时机, 要求地层压力下降到设计地层压力时开始注水。因此, 密切跟踪 M 油藏地层压力成为油藏开发

动态分析的首要任务。因 M 油藏平均渗透率低(只有 1 mD),采用压力恢复试井求取地层压力耗时长,影响生产,导致该油藏试井作业次数有限,难以实时监测地层压力。另外,通过采油指数法计算的地层压力偏小。因此,需建立新的适用的计算方法来评价地层压力。

X12 区块是未饱和和低渗透 M 油藏的“甜点区”,动用程度最高,也是最主要的产量贡献区,目前产量占比 70%以上,是后续注水稳产的重点区块。因此,实时跟踪 X12 区块地层压力是开发动态分析的首要工作。如图 1 所示,该区块东、南、北面分别被 X14 断层、X5 断层、L12 断层封堵。从地层对比图上可以看出(图 2),该区块西面因储层连续性差,边水对油藏的能量补给作用极其有限。因此,可将 X12 区块所控制的 M 油藏视为封闭油藏,进而根据物质平衡原理建立地层压力计算公式。

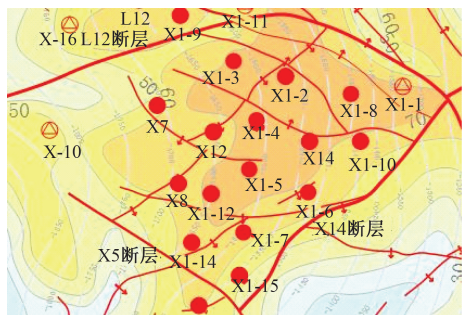


图 1 M 油藏 X12 区块井位构造示意图

Fig.1 Well structure diagram of X12 block in M reservoir

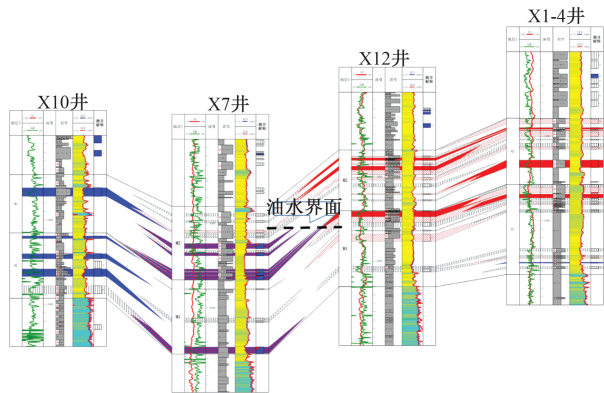


图 2 X10 井、X7 井、X12 井和 X1-4 井地层对比图

Fig.2 Stratigraphic correlation diagram of X10, X7, X12 and X1-4

2 地层压力计算公式推导

根据物质平衡原理,分别推导了弹性开采阶段和注水开发阶段的地层压力计算公式。

2.1 弹性开采阶段地层压力计算公式

对于封闭未饱和油藏弹性开采阶段,流体流出

地层后,地层压力下降。一方面引起岩石形变而压缩孔隙;另一方面引起剩余流体体积发生膨胀,即开采至地面的流体在地层所占的空间,一部分被岩石膨胀变形所占据,一部分被剩余流体发生体积膨胀而充满^[20]。因此,有如下物质平衡公式,即

$$\Delta V_{pi} + \Delta V_{Li} = N_{pi} \quad (1)$$

式中: ΔV_{pi} 为岩石孔隙体积减小量, m^3 ; ΔV_{Li} 为剩余流体膨胀体积, m^3 ; N_{pi} 为采出流体在原始地层条件下的体积, m^3 。

根据岩石力学理论,孔隙体积减小量为

$$\Delta V_{pi} = V_{pi} C_{pi} (p_i - p) \quad (2)$$

式中: V_{pi} 为地层原始有效孔隙体积, m^3 ; C_{pi} 为岩石原始骨架压缩系数, MPa^{-1} ; p_i 为原始地层压力, MPa ; p 为目前地层压力, MPa 。

剩余流体体积膨胀量为

$$\Delta V_{Li} = (V_{wi} C_{wi} + V_{oi} C_{oi}) (p_i - p) \quad (3)$$

式中: V_{wi} , V_{oi} 为原始地层条件下剩余水、剩余油体积, m^3 ; C_{wi} 为地层水原始压缩系数, MPa^{-1} ; C_{oi} 为油的原始压缩系数, MPa^{-1} 。

采出流体在原始地层条件下的体积为原始地层条件下的累计产油量和累计产水量之和,即

$$N_{pi} = N_o B_{oi} + N_w B_{wi} \quad (4)$$

式中: N_o , N_w 为地面条件下累计产油量、产水量, m^3 ; B_{oi} , B_{wi} 为原始地层条件下油、水体积系数。

将式(2)~(4)式代入(1)式,变形后得到地层压力计算公式,即

$$p = p_i - \frac{N_o B_{oi} + N_w B_{wi}}{V_{pi} C_{pi} + V_{wi} C_{wi} + V_{oi} C_{oi}} \quad (5)$$

油藏开发需要经历较长时间,并非瞬间完成,在不同的压力条件(忽略地层温度变化)下,油藏孔隙体积、流体体积、孔隙压缩系数、流体压缩系数,以及体积系数不同,即会随着油藏开发而不断变化。因此,将整个油藏的压力变化视为分阶段完成,油藏孔隙体积、流体体积,以及高压物性的变化较地层压力变化晚一个时间步,(5)式改写为

$$p^{t+1} = p^t - \frac{N_o^{t+1} B_o^t + N_w^{t+1} B_w^t}{V_p^t C_p^t + V_w^t C_w^t + V_o^t C_o^t} \quad (6)$$

式中: t 为弹性开采某一时间点($t+1$ 表示与 t 相隔一个时间步的下一个时间点; $t=0$ 时油藏处于原始状态); B_o^t , B_w^t 为 t 时间点地层条件下油、水体积系数; V_p^t , V_w^t , V_o^t 为 t 时间点地层条件下岩石孔隙体积、剩余水体积、剩余油体积, m^3 ; C_p^t , C_w^t , C_o^t 为 t 时间点地层条件下的岩石孔隙压缩系数、剩余水压缩

系数、剩余油压缩系数, MPa^{-1} ; p^t, p^{t+1} 为 t 时间点和 $t+1$ 时间点的地层压力, MPa ; N_o^{t+1}, N_w^{t+1} 为在 t 时间点生产一个时间步的地面油量、水量, m^3 。

2.2 注水开发阶段地层压力计算公式

对于滞后注水开发的未饱和油藏,注水时机一般在油藏进入溶解气驱前,即油藏开发从弹性开采阶段直接进入注水开发阶段。此时,物质平衡公式可写成:

$$\Delta V_{\text{pn}} + \Delta V_{\text{Ln}} = N_{\text{pn}} - \Delta V_{\text{iwn}} \quad (7)$$

式中: $\Delta V_{\text{pn}}, \Delta V_{\text{Ln}}$ 为地层条件下注水后岩石孔隙体积增大(减小)量、剩余流体压缩(或膨胀)体积, m^3 ; $N_{\text{pn}}, \Delta V_{\text{iwn}}$ 为地层条件下注水后采出流体体积、注入水体积, m^3 。

由于油藏在开发过程中,地层压力是未知量,是需要求解的参数,进而无法求取当前地层条件下注入水的体积系数和压缩系数。因此,先将注入水体积折算成注水前地层条件下的体积,再根据地层压力变化,求取压缩或膨胀后的体积。于是有

$$\Delta V_{\text{iwn}} = (N_i B_{\text{iwn}}) C_{\text{iwn}} (p_n - p) \quad (8)$$

式中: N_i 为地面条件下注入水体积, m^3 ; B_{iwn} 为注入水在注水前地层条件下体积系数; C_{iwn} 为注入水在注水前地层条件下压缩系数, MPa^{-1} ; p_n 为注水前地层压力, MPa ; p 为当前地层压力, MPa 。

同理,可得注水开发阶段地层压力计算公式,即

$$p = p_n - \frac{N_{\text{io}} B_{\text{on}} + N_{\text{iw}} B_{\text{wn}}}{V_{\text{pn}} C_{\text{pn}} + V_{\text{wn}} C_{\text{wn}} + V_{\text{on}} C_{\text{on}} + (N_i B_{\text{iwn}}) C_{\text{iwn}}} \quad (9)$$

式中: $N_{\text{io}}, N_{\text{iw}}$ 为注水后地面条件下累计产油量、累计产水量, m^3 ; $B_{\text{on}}, B_{\text{wn}}$ 为注水前地层条件下油、水体积系数; V_{pn} 为注水前地层有效孔隙体积, m^3 ; C_{pn} 为注水前岩石骨架压缩系数, MPa^{-1} ; $V_{\text{wn}}, V_{\text{on}}$ 为注水前地层条件下剩余水体积、剩余油体积, m^3 ; $C_{\text{wn}}, C_{\text{on}}$ 为注水前地层条件下地层水、油压缩系数, MPa^{-1} 。

于是,得到考虑岩石和流体高压物性变化的地层压力计算公式,即

$$p^{t+1} = p^t - \frac{N_{\text{io}}^{t+1} B_o^t + N_{\text{iw}}^{t+1} B_w^t}{V_p^t C_p^t + V_w^t C_w^t + V_o^t C_o^t + (N_i^{t+1} B_{\text{iw}}^t) C_{\text{iw}}^t} \quad (10)$$

式中: t 为注水开发某一时间点($t=0$ 时,油藏处于注水前状态); $B_o^t, B_w^t, B_{\text{iw}}^t$ 为注水 t 时间后地层条件下油、地层水、注入水体积系数; V_p^t, V_w^t, V_o^t 为注水 t 时间后地层条件下岩石孔隙体积、剩余水体积、剩余油体积, m^3 ; $C_p^t, C_w^t, C_o^t, C_{\text{iw}}^t$ 为注水 t 时间后地层条件下岩石孔隙压缩系数、剩余水压缩系数、剩余油

压缩系数、注入水压缩系数, MPa^{-1} ; p^t, p^{t+1} 为 t 时间点和 $t+1$ 时间点地层压力, MPa ; $N_{\text{io}}^{t+1}, N_{\text{iw}}^{t+1}, N_i^{t+1}$ 为注水后 t 时间点生产一个时间步的地面产油量、产水量、注水量, m^3 。

2.3 公式适用范围

评价地层压力时,物质平衡法适用于以下油藏:(1)处于封闭状态的油藏;(2)边、底水不活跃,能量补给作用有限的油藏;(3)对于边、底水活跃的油藏而言,在知道边、底水体积的情况下,也可以采用物质平衡法评价地层压力。亦即当油藏孔隙、油、水体积可以较准确量化,且具有可靠的岩石、流体高压物性参数时,便可采用物质平衡法计算地层压力。

2.4 计算步骤

较采油指数法而言,使用物质平衡法计算地层压力相对复杂,具体步骤如下:(1)通过大量实验获取可靠的储层岩石、流体的高压物性参数。(2)通过油藏实际生产数据判断油藏天然能量高低,结合当前采油速度,选择合适的时间步长。若天然能量不足,而采油速度高,地层压力下降快,则选择较小的时间步长,10~30 d 为宜;若天然能量充足,采油速度低,地层压力下降慢,则选择较大的时间步。(3)计算时,油藏孔隙体积、流体体积,以及高压物性的变化较地层压力变化晚一个时间步,即弹性开采阶段,用第一个时间步的产油量、产水量,及原始的岩石、流体高压物性参数,计算第一个时间步后的地层压力。(4)结合实验数据,求取在第一个时间步后的地层压力下岩石、流体的高压物性参数,以及油藏孔隙体积和流体体积。(5)用第二个时间步的产油量、产水量,及第一时间步的岩石、流体高压物性参数计算第二个时间步后的地层压力,依次迭代计算,便可求得第 n 个时间步的地层压力。

当油藏进入注水开发阶段:(1)利用物质平衡法求取注水前地层压力,以及相关的物性参数;(2)用第一个时间步的产油量、产水量、注水量,以及注水前地层压力下的物性参数,计算注水第一个时间步后的地层压力;(3)用第二时间步的产油量、产水量、注水量,及第一时间步的岩石、流体高压物性参数,计算第二个时间步后的地层压力,依次迭代计算,便可求得第 n 个时间步的地层压力。

另外,如果油藏压力测试数据较多,可对该公式进行校正,提高其准确度。

3 应用实例

以 X12 井区 M1 油层为例,分别采用新计算公

式和采油指数法计算地层压力,再与试井得到的地层压力对比,验证新计算公式的正确性。

3.1 新计算公式评价地层压力

X12井区M1油层孔隙体积 $517.73 \times 10^4 \text{ m}^3$,地层条件下原油地质储量 $284.75 \times 10^4 \text{ m}^3$,含油饱和度55%,原始地层压力52 MPa,饱和压力6.6 MPa,地层温度123.6℃,目前油藏处于弹性驱开采阶段。实验测试的油水体积系数、压缩系数,以及岩石孔隙压缩系数与压力的关系曲线如图3和图4所示,其中岩石孔隙压缩系数与地层压力关系曲线是经岩石孔隙三轴向压缩系数与净上覆岩压关系转换而来。在原始地层条件下,岩石孔隙压缩系数 $1.223 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,原油压缩系数 $9.24 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,原油体积系数1.124,地层水压缩系数 $4.63 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,地层水体积系数1.035。

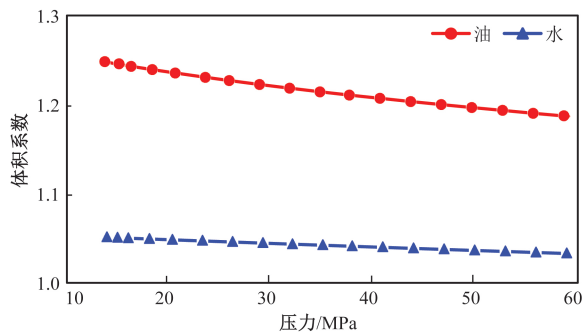


图3 地层温度下水体积系数与压力关系曲线

Fig.3 Oil-water volume coefficient vs. pressure at formation temperature

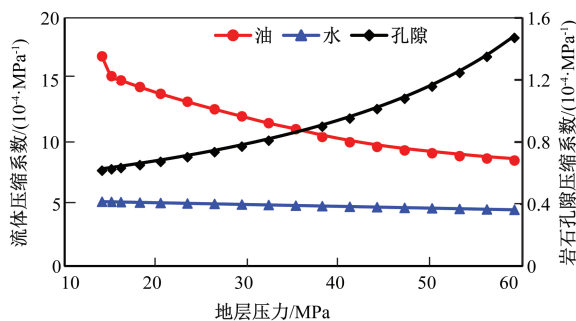


图4 地层温度下岩石孔隙与流体压缩系数与压力关系曲线

Fig.4 Rock pore and fluid compressibility vs. pressure at formation temperature

如图5所示,应用物质平衡法计算当前地层压力40.5 MPa。如图6和图7所示,岩石孔隙体积缩小 $0.648 \times 10^4 \text{ m}^3$,原油体积(所占孔隙空间)缩小 $0.867 \times 10^4 \text{ m}^3$,地层水体积(所占孔隙空间)扩大 $0.236 \times 10^4 \text{ m}^3$,岩石孔隙体积缩小量与地层水体积扩大量之和与原油体积缩小量相差 $0.017 \times 10^4 \text{ m}^3$,误差2.0%。

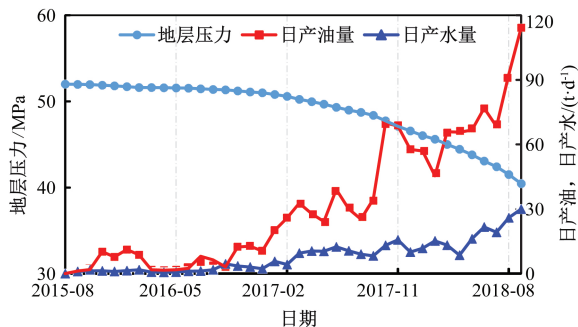


图5 X12区块M1地层压力变化曲线及采油曲线

Fig.5 Pressure variation curve and oil production curve of M1 in X12 block

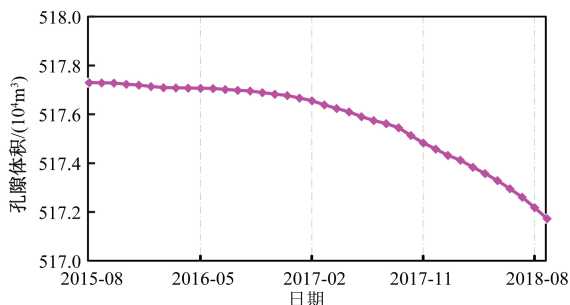


图6 X12区块M1层孔隙体积变化曲线

Fig.6 Pore volume variation curve of M1 in X12 block

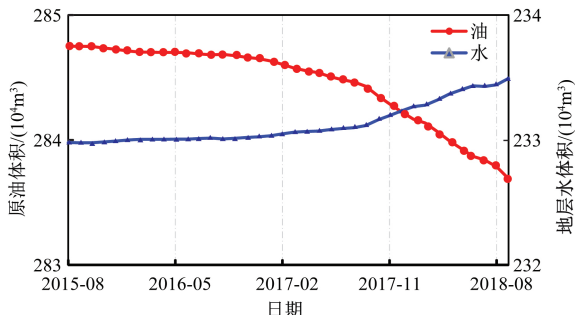


图7 X12区块M1层流体体积变化曲线

Fig.7 Fluid volume variation curve of M1 in X12 block

3.2 采油指数法评价地层压力

采油指数法计算公式如下:

$$p_r = \frac{q_o}{J_o} + p_{wf} \quad (11)$$

采油指数:

$$J_o = \frac{CKh}{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S - 0.75 \right)} \quad (12)$$

式中: q_o 为油井原油产量, t/d ; K 为油层渗透率, mD ; μ_o 为油层原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; B_o 为体积系数; p_r 为单井泄油面积内平均油层压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa; r_e 为油井泄油边缘半径,m; r_w 为井筒半径,m; S 为表皮系数; C 为与单位有关的系数。

利用采油指数法求得单井井区地层压力均低于40 MPa,算术平均求得当前平均地层压力32.1 MPa(表1)。

表 1 采油指数法评价地层压力结果表

Table 1 Results of formation pressure evaluation by oil productivity index method

井号	初期生产情况			目前生产情况			
	初产油/ (t·d ⁻¹)	井底流压/ MPa	地层压力/ MPa	采油指数/ (t·d ⁻¹ ·MPa ⁻¹)	目前产量/ (t·d ⁻¹)	井底流压/ MPa	地层压力/ MPa
X1-1	4.0	12.3	47.0	0.12	1.5	12.4	25.8
X1-2	19.2	49.2	50.6	13.11	9.4	38.6	40.1
X1-2	4.0	37.8	52.2	0.28	3.4	17.5	35.5
X1-4	16.4	42.4	50.1	2.12	10.1	18.7	24.0
X1-3	11.6	23.1	51.7	0.41	8.5	15.4	31.7
X1-4	13.9	39.8	51.0	1.24	10.1	19.3	28.6
X1-5	13.9	42.1	51.6	1.46	5.3	35.3	39.5
X1-6	13.0	39.1	50.0	1.20	2.4	18.6	20.9
X1-7	13.9	37.6	51.1	1.02	7.8	19.3	27.8
X1-10	12.2	35.8	49.4	0.89	13.2	18.4	34.9
X1-8	10.6	34.8	49.8	0.66	7.3	20.2	34.8
X1-12	12.3	33.9	49.2	0.80	11.7	20.2	34.8
X1-14	11.1	37.6	52.6	0.74	8.7	19.4	31.2

3.3 压力恢复试井测试地层压力

为了在较短时间内获得一条完整的压力测试曲线,本次压力恢复试井选取 X1-2 井。测井解释表明,X1-2 井钻遇 M1 储层在 X12 区块最为发育,物性好,射孔投产产量高,且递减相对较慢。采用“变井储+表皮+双孔拟稳定+平行断层”模型拟合解释地层参数,双对数曲线和半对数曲线拟合良好,外推地层压力 40.0 MPa (图 8、图 9)。

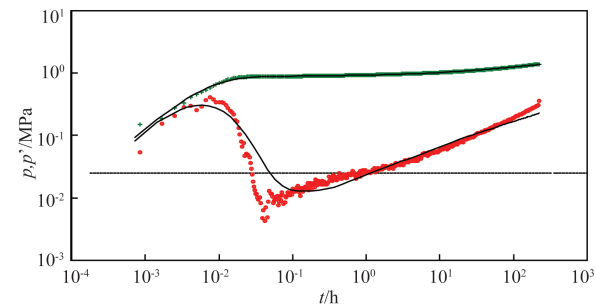


图 8 X1-2 井压力及其导数双对数曲线拟合图

Fig.8 Log-log curve fitting diagram of Well X1-2

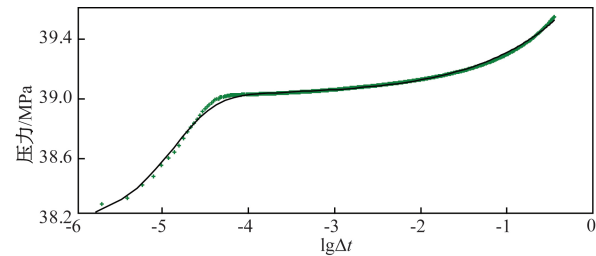


图 9 X1-2 井半对数曲线拟合图

Fig.9 Semi-log curve fitting diagram of Well X1-2

对比发现,物质平衡法计算结果与试井解释结论极其吻合,两者相差 0.5 MPa;而采油指数法预测结果较试井解释相差悬殊,达到 7.9 MPa。结果表明,物质平衡法预测地层压力是一种切实可行且经济有效的方法。

4 结论

- (1)对于处于封闭状态或具有较弱的边底水的油藏,物质平衡法可实时准确有效地评价弹性开采和注水开发阶段的地层压力。另外,对于边底水活跃的油藏而言,在知道边底水体积的情况下,也可以采用物质平衡法评价地层压力。
- (2)物质平衡法不仅解决了低渗透油藏因试井耗时长、影响生产而不能实时监测地层压力的问题,同时也减少了因试井而增加的开发费用。
- (3)该方法也存在局限性,不适用于边底水活跃且体积不明的油藏,以及易出现溶解气驱的具有高饱和压力的油藏,且对岩石和流体的高压物性参数的准确性要求较高。

致谢:感谢玉门油田勘探开发研究院同意本文公开发表;感谢开发室全体同事在论文修改和试井解释方面给予的帮助。

参考文献

[1] 余碧君,毛伟.油井地层压力计算方法研究[J].油气井测试,2014,23(6):9-11.
YU Bijun, MAO Wei. Research on formation pressure calculation method in oil well [J]. Well Testing, 2014, 23 (6):9-11.

[2] 李发印,魏南宁,赵晓凯.衰减型油井压力恢复曲线的应用[J].新疆石油地质,2001,22(3):251-252.
LI Fayin, WEI Nanning, ZHAO Xiaokai. Application of pressure-build-up curves in attenuation wells [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001,22(3):251-252.

[3] 李发印.油井地层压力与驱动半径计算新方法[J].石油勘探与开发,1992,19(6):90-93.
LI Fayin. A new method of estimating reservoir pressure around a producer and the drainage radius [J]. Petroleum Exploration and Development, 1992,19(6):90-93.

[4] 刘志军,许黎明,黄有根,等.低渗透气井短期关井计算

- 地层压力[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(6): 159-169.
- LIU Zhijun, XU Liming, HUANG Yougen, et al. Calculating formation pressure of low permeability gas well in short time shut-in [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(6): 159-169.
- [5] 蒋益宛, 顾宝江, 严玉华, 等. 利用短期关井压力数据确定地层压力[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(2): 55-56.
- JIANG Yiwan, GU Baojiang, YAN Yuhua, et al. Defining formation pressure in short-term closed-in pressure parameter [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(2): 55-56.
- [6] 陈进娥, 何顺利, 门成全, 等. 靖边气田地层压力评价方法适用性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2013, 3(1): 27-30.
- CHEN Jine, HE Shunli, MEN Chengquan, et al. Applicability research of formation pressure evaluation method in Jingbian gas field [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3(1): 27-30.
- [7] 杨玲, 文彩霞, 董悦. 低渗透气藏气井平均地层压力简便计算方法[J]. 西安石油大学学报, 2013, 28(5): 80-88.
- YANG Ling, WEN Caixia, DONG Yue. A simplified calculation method for average formation pressure of gas well in low-permeability gas reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University, 2013, 28(5): 80-88.
- [8] 张娟. 临南洼陷现今地层压力系统解析[J]. 工程地球物理学报, 2018, 15(3): 276-283.
- ZHANG Juan. The analysis of current formation pressure system in Linnan Sag [J]. Chinese Journal of Engineering Geophysics, 2018, 15(3): 276-283.
- [9] 孟令强, 黄炳光, 孟琦, 等. 利用生产数据确定低渗气藏单井合理产量[J]. 断块油气田, 2014, 21(4): 467-471.
- MENG Lingqiang, HUANG Bingguang, MENG Qi, et al. Using production data to determine reasonable production rate of single well in low permeability gas reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(4): 467-471.
- [10] 张智峰, 张洪, 郑宏吉, 等. 运用 IPR 曲线求解地层压力方法研究[J]. 油气井测试, 2004, 13(3): 5-6.
- ZHANG Zhifeng, ZHANG Hong, ZHENG Hongji, et al. A study for calculating formation pressure using IPR curves [J]. Well Testing, 2004, 13(3): 5-6.
- [11] 李斌, 郭长源. 运用 IPR 曲线求解地层压力[J]. 石油学报, 1994, 15(2): 89-98.
- LI Bin, GUO Changyuan. Estimation of reservoir pressure by using IPR curve [J]. Acta Petrolei Sinica, 1994, 15(2): 89-98.
- [12] 张广东, 刘建仪, 宋阳, 等. 油井采油指数及地层压力计算新方法[J]. 油气井测试, 2006, 15(3): 9-14.
- ZHANG Guangdong, LIU Jianyi, SONG Yang, et al. A method of determining productive index and reservoir pressure of oil well [J]. Well Testing, 2006, 15(3): 9-14.
- [13] 王爽. 葡萄花油田压力系统评价方法研究——以葡北地区为例[J]. 石油化工高等学校学报, 2018, 31(4): 94-100.
- WANG Shuang. Evaluation method of pressure system in Putaohua Oilfield: A case study in the north of Pubei area [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2018, 31(4): 94-100.
- [14] DARYASAFAR A, AMAREH I, FATHI N M, 等. 基于瞬时产量递减分析确定天然裂缝性油藏平均地层压力[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 229-232.
- DARYASAFAR A, AMAREH I, FATHI N M, et al. Application of the transient rate decline analysis for determining average reservoir pressure in naturally fractured reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 229-232.
- [15] 吴克柳, 李相方, 石军太, 等. 水驱凝析气藏地层压力计算方法[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 278-283.
- WU Keliu, LI Xiangfang, SHI Juntao, et al. A computational method for reservoir of water-drive condensate gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 278-283.
- [16] 张继成, 高艳, 宋考平. 利用产量数据计算封闭气藏地层压力的方法[J]. 大庆石油学院学报, 2007, 31(1): 35-37.
- ZHANG Jicheng, GAO Yan, Song Kaoping. A method for predicting formation pressure using production data for confined gas reservoir [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2007, 31(1): 35-37.
- [17] 曲皓. 裂缝性油藏线性流地层压力计算方法[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 104-106.
- QU Hao. Calculation method of formation pressure in fractured reservoir featured by linear flow [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 104-106.
- [18] 杨永庆. 基于流动物质平衡原理计算气藏平均地层压力[J]. 断块油气田, 2015, 22(6): 747-751.
- YANG Yongqing. Calculation of average reservoir pressure by using modified flowing material balance [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(6): 747-751.
- [19] 王焰东, 陈明强, 曹宝格, 等. 一种求解定容封闭气藏任意时刻地层压力的实用方法[J]. 西安石油大学学报, 2008, 23(5): 40-42.
- WANG Yandong, CHEN Mingqiang, CAO Baoge, et al. Practical method for solving the formation pressure of a closed constant-volume gas reservoir at any time [J]. Journal of Xi'an Shiyou University, 2008, 23(5): 40-42.
- [20] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 133-139.

编辑 刘述忍

第一作者简介: 陶永富, 男, 1989 年出生, 硕士, 助理工程师, 2015 年毕业于西南石油大学油气田开发工程专业, 现主要从事油藏工程研究及油藏开发动态分析等工作。电话: 0937-3924501; Email: ymtaoyf@petrochina.com.cn。通信地址: 甘肃省酒泉市肃州区玉门油田分公司 2 号楼, 邮政编码: 735000。