

# 一种利用注水井关井压力曲线计算地层超压值的新方法

靳心伟,刘英宪,赵靖康,胡 勇,罗宪波

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津 300452)

**摘要:** PL油田是渤海最大的陆相多层砂岩油藏,断裂系统复杂,平面被分割成多个断块,含油井段长,单井钻遇油层厚度大,采用一套层系多层合注合采,历经十多年的注水开发,油田进入中高含水期,开发矛盾突出,防砂油井受微粒运移影响,造成纵向上各油组压力差异较大,超压和亏压程度不一,准确地判断地层超压情况对油田注水安全管理、新钻井和措施的实施非常重要。通过对油田大量注水井关井井口压力曲线(ISIP)形态分析,结合注水井压力变化微观机理,总结出三种超压地层的压力定量计算模式,创新地提出一套多层砂岩油藏超压层压力预测新方法。现场应用表明,该方法所预测的压力与随钻测压结果符合程度高达90%以上,说明该方法具有较强的适用性。

**关键词:** 多层油藏;注水井;井口压力曲线;地层超压值

**中图分类号:** TE357.6 **文献标志码:** A

## A new method for calculating formation overpressure value by using shut-in pressure curves of injection wells

JIN Xinwei, LIU Yingxian, ZHAO Jingkan, HU Yong, LUO Xianbo

(Bohai Petroleum Research Institute of Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China)

**Abstract:** The PL Oilfield is the largest continental multilayer sandstone reservoir in the Bohai Sea with a complex fracture system, the plane is divided into multiple fault blocks, a long oil-bearing well section, a large thickness of oil layer drilled for a single well, using multilayer co-injection and co-production for a set of layers, after more than a decade of water injection and development, the oilfield has entered the medium-high water-cut stage, the contradiction of development is prominent, and sand control oil wells are affected by the particle migration. As a result, the pressure difference of each oil group in the vertical direction is large, and the degree of overpressure and pressure loss is different. It is essential to accurately judge the overpressure situation of the formation for the safe management of water injection, the implementation of new drilling wells, and measures. Based on the morphological analysis of the shut-in wellhead pressure curve (ISIP) of many water injection wells and the micro-mechanism of pressure change in water injection wells, three quantitative calculation models of pressure in overpressure formations are summarized. A new method for pressure prediction of overpressure formations in multi-layered sandstone reservoirs is innovatively put forward. The field application shows that the predicted pressure of this method is more than 90% consistent with the pressure measurement results while drilling, which indicates that this method has strong applicability.

**Key words:** multilayer reservoir; water injection well; wellhead pressure curve; formation overpressure value

**引用格式:** 靳心伟,刘英宪,赵靖康,等.一种利用注水井关井压力曲线计算地层超压值的新方法[J].复杂油气藏,2023,16(4):439-443.

JIN Xinwei, LIU Yingxian, ZHAO Jingkan, et al. A new method for calculating formation overpressure value by using shut-in pressure curves of injection wells [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(4): 439-443.

## 1 油藏概况

PL油田为断裂背斜,内部发育80多条正断层和走滑断层,将油田切割为40多个断块,主力含油层为新近系明化镇组下段和馆陶组,纵向上划分为13个油组,其中明化镇组下段5个油组,馆陶组8个油组。储层均具有中高孔、高渗特征,孔隙度21%~

35%,渗透率 $(50 \sim 2\,500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。平面和纵向上原油性质差异较大,地面原油密度 $0.924 \sim 0.983 \text{ g/cm}^3$ ,

收稿日期:2022-11-04;改回日期:2023-03-14。

第一作者简介:靳心伟(1987—),硕士,工程师,主要从事油气田开发研究工作。E-mail: jinxw2@cnooc.com.cn。

基金项目:国家重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016ZX05058001)。

地层原油黏度 18.9~496.5 mPa·s。目前主要开发馆陶组,采用 350 m 井距反九点法注采井网,平均生产井段长 380 m。2003 年 1 月开始投产,采用一套层系多层合采合注,历经十多年的注水开发,油田进入中高含水期,防砂油井受微粒运移影响,纵向上各油组压力差异较大,超压、亏压程度不一,如图 1 所示,B49ST02 井各层随钻测压的最大超压 1.21 MPa,最小欠压 3.71 MPa,纵向上最大压力差 4.92 MPa,对油田注水安全管理、新钻井和措施的实施影响非常大。

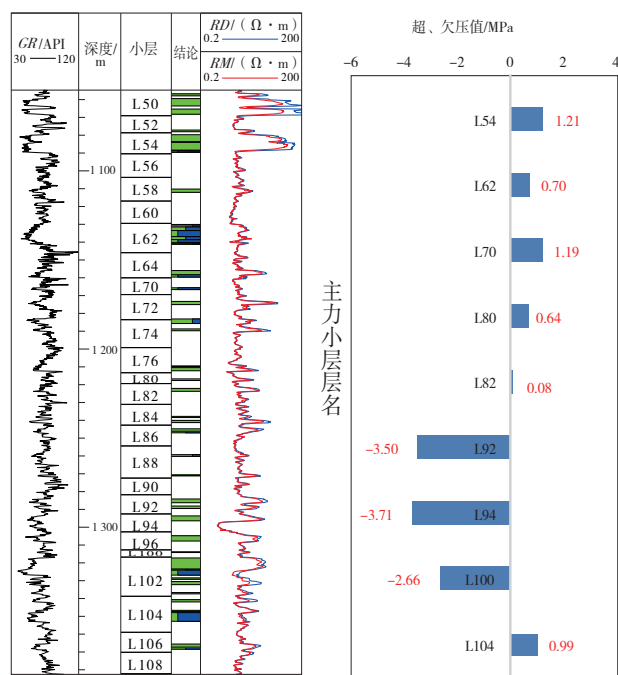


图1 B49ST02井剖面 and 随钻测压超欠压值对比

国内外许多专家学者<sup>[1-4]</sup>曾对地层压力的计算方法进行了研究,提出了大量的计算公式。美国小罗伯特.C.厄洛赫<sup>[5]</sup>提出了平均地层压力计算模式;我国童宪章教授<sup>[6]</sup>提出了另外一种计算平均地层压力的方法,并对停注后地层压力变化时的计算方法进行了探讨;周全兴<sup>[7]</sup>以注水开采机理为依据,提出了注水、停注、超注及欠注等各种不同情况下地层压力的计算公式;赵少伟等<sup>[8-10]</sup>针对调整井地层压力提出了计算方法;杨决算等<sup>[11]</sup>基于不稳定试井原理设计了随钻地层压力测试模型。然而对于多层砂岩油藏的压力预测仍属空白,通过对油田大量注水井关井井口压力曲线(ISIP)形态分析,结合注水井压力变化微观机理,总结出三种超压地层的压力定量计算模式,创新地提出一套多层砂岩油藏超压压力预测新方法。

## 2 多层注水超压计算机理研究

### 2.1 管流力学构建井口压力与时间关系

注水井在正常注水时,井底周围一定范围内流体处于高压弹性状态。当井口在停注后,井口流量 $q_{sc}$ 瞬时降为0,即实现了地面关井。但是,井底的岩面流量 $q_{sf}$ 却不能立即降为0,这是由于井底压力高于地层压力的缘故,致使井筒流体依然向地层流动一段时间,这个现象即续流现象。如图2所示,当 $t_s < \Delta t_{pwbs}$ 时, $q_{sf} = q_{sc}$ ;当 $t_s > \Delta t_{pwbs}$ 时, $q_{sf}$ 逐渐减少直至为0。把 $t_s < \Delta t_{pwbs}$ 的时间段称作纯井筒储存阶段。显然,在续流作用期间,从井口注入井筒的流体并未注入到地层,而是依靠井筒流体的弹性压缩储存在井筒之内<sup>[12-13]</sup>。

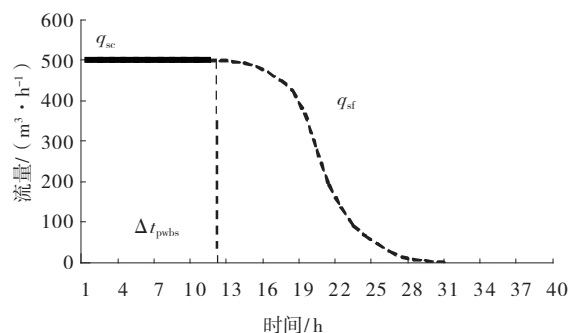


图2 注水井关井流量变化曲线

由节点分析<sup>[14]</sup>可知,注水井在注水过程中,忽略流体黏性损失,流线上井口与井底的压力势能、动能与位势能之和保持不变,即:

$$\frac{P_{sc}}{\rho g} + H_{sc} + \frac{aV_{sc}^2}{2g} = \frac{P_{wf}}{\rho g} + H_{wf} + \frac{aV_{wf}^2}{2g} \quad (1)$$

式中, $P_{sc}$ 为井口压力,MPa; $P_{wf}$ 为井底流压,MPa; $\rho$ 为注入液体密度,g/cm<sup>3</sup>;g为重力加速度,9.8 m/s<sup>2</sup>;H<sub>sc</sub>为井口液柱高度,m;H<sub>wf</sub>为井底液柱高度,m; $V_{sc}$ 为井口注入水流速,m/s; $V_{wf}$ 为井底注入水流速,m/s;a为加速度,m/s<sup>2</sup>。

当井口停注时, $q_{sc}$ 瞬时降为0, $V_{sc}$ 也瞬时降为0,公式(1)可变为:

$$P_{sc} - P_{wf} = \frac{\rho a V_{wf}^2}{2} + \rho g (H_{wf} - H_{sc}) \quad (2)$$

假设为定压差注水,即注水井井底压力与地层压力差值维持定值,那么对于注入水来说,从井底流入地层的流速 $V_{wf}$ 恒定。即 $\frac{\rho a V_{wf}^2}{2} + \rho g (H_{wf} - H_{sc})$ 为定值,令 $b = \frac{\rho a V_{wf}^2}{2} + \rho g (H_{wf} - H_{sc})$ ,公式(2)可变为:

$$P_{sc} = P_{wf} + b \quad (3)$$

由公式(3)可知,井口压力 $P_{sc}$ 与井底流压 $P_{wf}$ 差值恒定。

在续流阶段,由于井筒中减少了流体,井底的压力是不断下降的。由于这是一个纯弹性过程,因此流出井筒的流体体积与井底的压力下降值满足下式:

$$q\Delta t_s = V_{wb} C_L \Delta P_{wf} = C \Delta P_{wf} \quad (4)$$

式中, $q$ 为单位时间内流量, $m^3/h$ ;  $\Delta t_s$ 为时间, $h$ ;  $V_{wb}$ 为井筒的容积即井筒中的流体体积, $m^3$ ;  $C_L$ 为井筒流体的压缩系数, $MPa^{-1}$ ;  $C$ 为井筒的储集常数, $m^3/MPa$ ;  $\Delta P_{wf}$ 为井底流压下降值, $MPa$ 。

由公式(3)可得,

$$\text{当 } t=t_0 \text{ 时, } P_{sc(t_0)} = P_{wf(t_0)} + b \quad (5)$$

$$\text{当 } t=t_s \text{ 时, } P_{sc(t_s)} = P_{wf(t_s)} + b \quad (6)$$

从 $t_0$ 到 $t_s$ 时间,井口压力变化为:

$$P_{sc(t_0)} - P_{sc(t_s)} = P_{wf(t_0)} - P_{wf(t_s)} = \Delta P_{wf} \quad (7)$$

由公式(4)、(7)可得出井口压力与时间的关系为:

$$P_{sc(t_s)} = P_{sc(t_0)} - \frac{q}{C} \Delta t_s \quad (8)$$

式中, $P_{sc(t_0)}$ 为当 $t=t_0$ 时对应井口注入压力, $MPa$ ;

$P_{sc(t_s)}$ 为当 $t=t_s$ 时对应井口注入压力, $MPa$ 。

由公式(8)可知,井口停注后,在井筒弹性泄压过程中,井口注入压力随时间呈线性递减。

## 2.2 渗流力学构建井底压力与时间关系

对于无限大地层,若地层均质、等厚、水平,注入水从井筒到地层渗流是一个完全的平面径向流过程<sup>[15-16]</sup>,满足:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t_s} \quad (9)$$

式中, $P$ 为地层压力, $MPa$ ;  $r$ 为油井等效半径,

$m$ ;  $t_s$ 为时间, $ks$ ;  $\eta$ 为导压系数,  $\eta = \frac{K}{\mu \phi C_i}$ ,  $m^2/ks$ 。

通过 Boltzmann 变换,当注水井停注后,井底流压可表示为:

$$P_{wf} = P_i + \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \frac{2.25\eta t_s}{r_w^2} \quad (10)$$

式中, $P_i$ 为原始地层压力, $MPa$ ;  $\mu$ 为地层流体黏度, $mPa \cdot s$ ;  $K$ 为地层岩石渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$ ;  $h$ 为油层厚度, $m$ ;  $r_w$ 为油井半径, $m$ 。

图3为不同地层压力下停注后注水井井底压力

随时间变化曲线,由图可知,停注初期,井底压力降幅较大,随着时间不断进行,井底压力基本维持稳定并与地层压力基本保持一致,依靠天然能量开发,压力随着时间的增加而逐步降低。

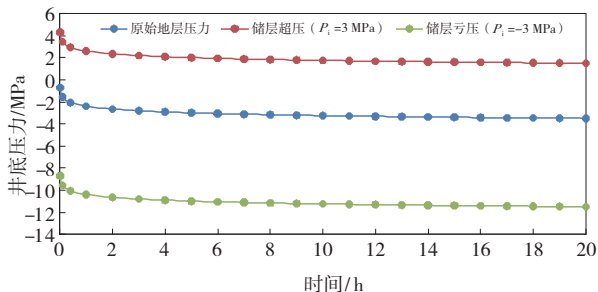


图3 停注后注水井井底压力变化曲线

## 2.3 管渗耦合

由于从注水井井口至地层需要经历管流和渗流的过程,当注水井停注后,注水井井口压力为两个过程的叠加(见图4),具体如下:

(1)如果储层为超压时。

$$\text{当 } t < t_1 \text{ 时, } P_{sc(t=t_s)} = \frac{q}{C} t_s + P_{sc(t=0)}$$

当 $t=t_1$ 时,井筒管流和储层渗流压降曲线相交,即管渗耦合点;

$$\text{当 } t > t_1 \text{ 时, } P_{sc} = P_i + \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \frac{2.25\eta t_s}{r_w^2} + b$$

(2)如果储层亏压或接近于原始地层压力时。

$$\text{当 } t < t_2 \text{ 时, } P_{sc(t=t_s)} = \frac{q}{C} t_s + P_{sc(t=0)}$$

$$\text{当 } t > t_2 \text{ 时, } P_{sc} = 0$$

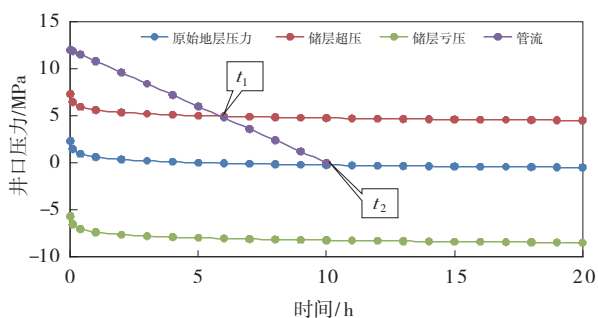


图4 停注后注水井 ISIP 曲线

由上可知,当储层超压时,注水井 ISIP 曲线将出现管渗耦合点(下称拐点),当储层亏压或维持原始地层压力时,注水井关井后井口压力快速下降至 0 MPa。

## 3 多层注水超压计算模式

假设该双层油藏包含一个超压层和一个亏压层,当井口停注后,井底无外来供给,井底压力因高

于储层各段压力,井筒注入水仍继续向储层渗流,井底流压逐步下降,当井底压力降低至超压层压力时,井底压力与超压层出现交点,反映到井口压力曲线上即为拐点。由于层间压力差异,超压层中流体将反排至低压层位,层间出现窜流现象。由此可知,对于双层油藏,注水井井口压降时拐点值即为超压层超压值。

对于多层油藏,由于各层储层展布规模存在差

异,超压层规模也差异较大,当注水井停注后,井口压力曲线主要表现为三个模式(见图5):模式一,井口压力曲线仅出现一个拐点,说明储层存在超压,而且超压层规模比较大;模式二,井口压力出现多个拐点,说明储层多段存在超压,但是超压层规模较小,最后一个拐点为储层展布规模较大对应层位;模式三,井口压力无拐点,快速降为0,说明储层以亏压为主或维持原始地层压力。

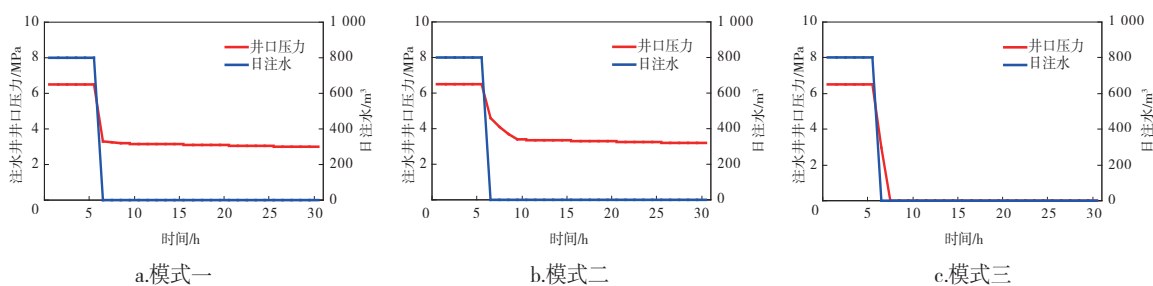


图5 多层砂岩油藏注水井井口压力曲线模式

## 4 应用效果

在油田矿场实际应用中,为能精确了解油田实时压力情况。PL油田一口注水井C44于2016年4月2日停注,停注后拐点压力2.63 MPa(见图6),由ISIP法可知,该井区储层最大超压层超压2.63 MPa。

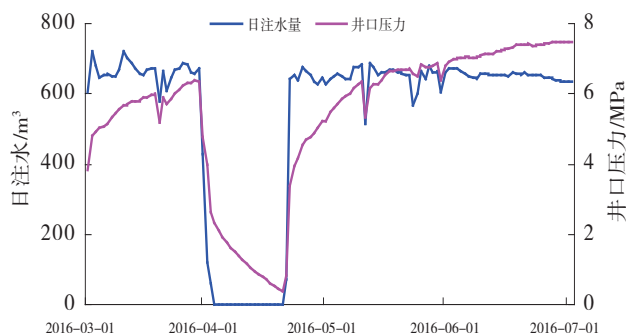


图6 C44井日注水曲线

2016年4月17日,该井组实施一口实钻井C38ST02,该井随钻测压显示最大超压层L102小层超压2.58 MPa(见图7),与C44井ISIP法预测结果基本一致。

此外,注水井C44于2016年4月19进行阶梯流量测试,根据阶梯流量测试法<sup>[17-18]</sup>,计算该井最大超压层2.60 MPa,与ISIP法预测值差异较小。

综上所述,通过注水井关井压力曲线拐点值判断超压层储层超压值是可行的。

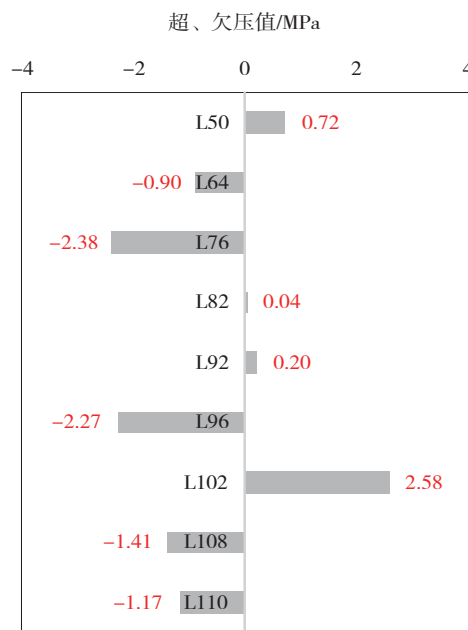


图7 C38ST02井随钻测压超欠值对比

## 5 结论与认识

(1)对比注水井关井压力曲线计算超压值与阶梯式流量测试法结果一致,因此具有广泛的现场适用性。

(2)将管渗耦合理论与注水井关井压力曲线结合,提出注水井关井压力曲线判断储层超压值的新方法。

(3)根据注水井关井压力曲线拐点情况,总结出多层砂岩油藏三种地层超压计算模式,为多层砂

岩油藏压力诊断管理提供理论基础。

#### 参考文献:

- [1] 吴波,王荐,潘树林,等.基于高低频速度闭合技术的地层压力预测[J].石油物探,2017,56(4):575-580.
- [2] 崔治军,赵少伟,杨进,等.渤海油田科学探索井地层压力预测技术[J].断块油气田,2011,18(5):656-659.
- [3] HOLBROOK P W, HAUCK M L. A petrophysical-mechanical math model for real-time wellsite pore pressure/fracture gradient prediction [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas: SPE, 1987: SPE-16666-MS.
- [4] WARD C D, COGHILL K, BROUSSARD M D. Brief: pore- and fracture-pressure determinations: effective-stress approach [J]. Journal of Petroleum Technology, 1995, 47(2): 123-124.
- [5] 厄洛赫.试井分析方法[M].栾志安,吴玉林,胡祖修,译.北京:石油工业出版社,1985.
- [6] 童宪章.压力恢复曲线在油、气田开发中的应用[M].北京:石油化学工业出版社,1977.
- [7] 周全兴.预测注水区调整井地层压力的方法[J].石油钻采工艺,1991,13(2):25-30.
- [8] 赵少伟,范白涛,钟立国,等.注采条件下加密调整井压力预测与调控技术研究及应用[J].中国海上油气,2017,29(1):99-104.
- [9] 姚约东,李相方.动静态结合预测调整井地层压力的方法[J].石油钻探技术,2009,37(4):32-34.
- [10] 王勇茗,吴学升,周文军.安塞地区加密井地层压力预测研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(4):123-129.
- [11] 杨决算,高翔.基于不稳定试井原理的随钻地层压力测试模型[J].大庆石油学院学报,2010,34(2):81-84.
- [12] 李晓平,张烈辉,刘启国.试井分析方法[M].北京:石油工业出版社,2009:8-37.
- [13] 徐献芝,况国华,陈峰磊,等.多层合采试井分析方法[J].石油学报,1999,20(5):43-47.
- [14] 王德有.油气井节点分析实例[M].北京:石油工业出版社,1991.
- [15] 张建国,雷光伦,张艳玉.油气层渗流力学[M].东营:石油大学出版社,1998:11-96.
- [16] 葛家理.现代油藏渗流力学原理-上册[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [17] 高东升,万小迅,孟宪伟,等.阶梯式流量测试法用于油田注水管理[J].油气田地地面工程,2013,32(5):89-90.
- [18] 邹艳华,李远,那贺忠.注水井分层流量调配方法研究[J].油气井测试,2003,12(3):4-6.

(编辑 卞 炜)

(上接第438页)

- [11] 宋土顺,刘立,于森,等.灰色系统理论关联分析法在储层评价中的应用——以延吉盆地大砬子组2段为例[J].断块油气田,2012,19(6):714-717.
- [12] 张卫刚,郭龙飞,陈德照,等.基于灰色关联的油藏开发效果评价及治理对策研究——以姬塬油田Y267侏罗系油藏为例[J].北京石油化工学院学报,2019,27(1):45-50.
- [13] 王作乾,黄淑女.累积存水率和累积水驱指数与含水率的理论关系[J].新疆石油地质,2011,32(1):57-59.
- [14] 付艳.特低渗透油藏A区B油层合理地层压力研究[J].长江大学学报(自科版),2014,11(20):62-64,72.
- [15] 梁卫涛,王保军,林加恩.五里湾长6油藏合理地层压力计算方法研究[J].油气井测试,2016,25(3):15-17.

(编辑 卞 炜)