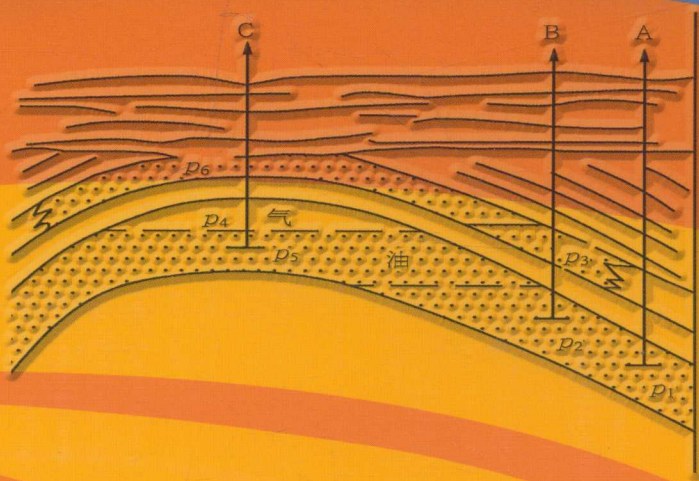


王俊魁 林玉秋◎著

油田开发与 油藏工程方法



石油工业出版社

石油工业出版社

油田开发 与 油藏工程方法



王德林 主编

油田开发与油藏工程方法

王俊魁 林玉秋 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书介绍了作者在大庆油田开发与油藏工程方法研究领域取得的重要成果与实践经验。全书以油藏工程方法研究与油藏开发实践相结合为特征，对陆相砂岩油藏开发方法、注水开发技术、动态变化规律等进行了较为深入的研究与探讨。

本书可供从事油藏工程研究的科技人员和石油院校相关专业的师生阅读与参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

油田开发与油藏工程方法/王俊魁, 林玉秋著.

北京: 石油工业出版社, 2014. 11

ISBN 978 - 7 - 5183 - 0424 - 0

I. 油…

II. ①王… ②林…

III. ①油田开发②油藏工程

IV. TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2014) 第 228932 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com

编辑部: (010) 64523546 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京晨旭印刷厂

2014 年 11 月第 1 版 2014 年 11 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 13.75

字数: 350 千字

定价: 58.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

前 言

本书从内容上可分为两部分：第一部分为油田开发方法研究，包括油藏注水时机与压力保持水平；油田划分开发层系、选择注水方式与开发井网的原则和方法；不同驱动方式下油井流入动态特征和产能预测方法；油田开发井合理流动压力计算方法等。笔者从理论上对上述问题进行了探索性研究，指出陆相砂岩油藏不具备形成大型天然水驱的地质条件，必须采取早期内部注水保持压力方法开发；油田在划分层系、选择注水方式和开发井网时，应当使开发部署最大限度地适应储层性质和分布特征，为油田合理开发奠定好的基础。因此，给出一些理论公式和计算方法，使油田开发方法由定性描述逐步走向量化计算与预测。例如，研究了油井油、气、水三相流时产量预测方法，拓展了裘比公式的应用范围；研究提出了油田合理注采井数比计算公式，为选择注水方式提供了依据；研究了自喷井、抽油井和注水井合理流动压力计算方法，可以用来确定开发井的合理工作制度；用水驱油机理论述了低渗透裂缝性油田注水开发方法。这些都为油田开发设计提供了研究方法。

本书总结了大庆长垣北部喇嘛甸、萨尔图、杏树岗油田与外围低—特低渗透油田注水开发技术成果。大庆喇嘛甸、萨尔图、杏树岗油田为典型的陆相砂岩油藏，其主要地质特征是油层多、非均质性严重，因此在油田开发中采用了一套适合油藏地质特征的多次布井开发技术、稳油控水技术和三次采油技术，对油田纵向、横向上分布的各类油层进行了有效开发，使油田实现了较长时期的稳定、高产。对外围低—特低渗透油藏采取同步注水、分层注水和密井网开发技术，随着油田综合含水率的上升适时提高井网注采井数比，使“三低”油田实现了经济、有效开发。

本书第二部分主要为油藏工程方法研究，研究内容涉及油藏产量递减规律，水驱特征曲线与油气藏产量预测模型等。研究提出了一种描述油气藏产量递减规律的数学模型，并由此推导出揭示产量递减规律的无因次方程。该方程涵盖了 J. J. 阿尔普斯提出的双曲线递减规律和 A. B. 卡彼托夫提出的产量衰减规律，适用于任何已出现递减的油气藏。研究了油藏出现递减时储采比的合理界限，对喇嘛甸、萨尔图、杏树岗油田稳产趋势进行了预测；提出了一种应用递减曲线交会法预测油气藏开发年限、废弃年产量与可采储量的新方法。通过对 4 种典型水驱特征曲线的对比，指出甲型、丙型水驱特征曲线具有更好的实用性，并对这两种水驱特征曲线进行了理论探讨。在前沿推进理论的基础上，提出了一种新型水驱特征曲线——油的分流量的立方根曲线，应用该曲线可以很好地预测油藏可采储量。在研究累计产量变化规律的基础上，提出了一种新的油气藏产量预测模型（即 Wang - Li 模型），可用于预测油气藏产量变化动态及可采储量。与同类模型比较，其预测能力强、实用性能好。在国内首次将递减曲线、产量预测模型与水驱特征曲线相结合预测油藏含水率与产量变化动态，目前该方法已得到广泛应用。

展望未来，任重道远。希望本书能对从事油藏开发设计与油藏工程研究的同志有所帮助。由于时间精力有限，书中难免存在有待商榷之处，恳请读者批评指正。

2014 年 5 月于大庆

目 录

第一章 油田开发方式的选择	(1)
第一节 综合弹性压缩系数计算方法与应用	(1)
第二节 压力—深度关系曲线的研究与应用	(5)
第三节 油藏注水时机与压力保持水平	(10)
第二章 开发层系的划分与组合	(17)
第一节 非均质多油层油田开发层系的划分与组合	(17)
第二节 开发层系划分与组合中的几个问题	(21)
第三章 油田合理井网密度的研究	(27)
第一节 油藏驱油效率、体积波及系数与采收率的预测方法	(27)
第二节 油藏井网密度的合理选择	(31)
第四章 井网注水方式的选择	(38)
第一节 油田合理注水方式的选择	(38)
第二节 面积井网注水方式的选择与调整	(43)
第三节 裂缝性砂岩油藏水驱油机理与注水开发方法	(47)
第四节 裂缝性低渗透油藏注水方式的选择	(52)
第五章 油井的流入动态特征	(57)
第一节 水驱油藏油井的流入动态特征	(57)
第二节 低产非自喷井流入动态曲线解释方法	(64)
第三节 溶解气驱动方式下油井的流入动态特征	(71)
第四节 油井自喷能力的矿场分析方法*	(75)
第五节 抽油井合理流动压力的确定方法	(80)
第六节 油藏注水压力的合理界限	(85)
第六章 大庆长垣内部与外围油田注水开发技术	(91)
第一节 大庆陆相砂岩油田注水开发技术	(91)
第二节 低渗透与特低渗透油田注水开发技术	(99)
第七章 油田产量递减动态的研究与预测	(107)
第一节 油田产量递减规律的研究	(107)
第二节 油田产量递减类型的判别与预测	(116)
第三节 油田产量递减规律与储采比合理界限的确定	(121)
第四节 描述油气藏产量递减规律的数学模型	(126)
第五节 研究油气藏产量递减规律的几点新认识	(134)
第六节 应用递减曲线交会法预测油气藏可采储量	(141)

第八章 油气田产量预测模型	(147)
第一节 预测油气田产量的 Wang-Li 模型	(147)
第二节 欢 17 块气顶气藏地质储量与可采储量研究	(156)
第九章 油藏水驱动态研究与预测	(161)
第一节 前沿推进理论的研究与应用	(161)
第二节 油的分流量的立方根曲线	(169)
第三节 对甲型与丙型水驱特征曲线的理论探讨	(174)
第四节 几种水驱特征曲线的比较与应用	(181)
第十章 油田开发指标综合预测方法	(194)
第一节 油田开发动态指标综合预测方法	(194)
第二节 水驱特征曲线与 Wang-Li 模型的联合应用	(199)
第三节 水驱特征曲线与产量递减曲线的联合应用	(204)
参考文献	(210)

第一章 油田开发方式的选择

所谓开发方式,是指采用何种能量对油田或油藏进行开发,采用天然能量还是采用人工注水或注气补充能量的方式进行开发是油田开发设计必须首先解决的问题。

根据驱动能量来源的不同,可以将油藏的天然能量分为边水能量、底水能量、气顶气能量、溶解气能量、岩石孔隙介质和其中所含流体的弹性能量。如果通过油藏早期评价研究已经确定油藏天然能量充足或比较充足,则应利用天然能量进行开发;如果油藏具有一定的天然能量或天然能量不足,原则上应采用人工注水或注气补充能量的方式进行开发。

根据压缩系数的定义,笔者研究了各种综合弹性压缩系数的计算方法以及应用综合弹性压缩系数与测压资料判断压力系数、评价天然能量大小、选择开发方式等方法。

大庆长垣内部各油田属于同一水动力系统,根据萨尔图油田西三断块天然能量采油试验取得的资料,在天然能量评价图版上属于具有一定天然能量的油田。大庆长垣外围油田不属于同一水动力系统,除了一个小断块存在边水驱动外,其余油田均为具有一定天然能量或天然能量不足的油田。因此,对大庆油田应采取早期内部注水保持压力进行开发。早期注水是指在地层压力高于饱和压力条件下就实施注水。

本章论证了压力保持水平与油田高产、稳产以及开发经济效益的关系。把压力保持在原始压力附近,使油层能量充足、油井生产能力旺盛是实现油田高产、稳产和高效益开发的根本保证。

第一节 综合弹性压缩系数计算方法与应用

综合弹性压缩系数是油藏工程计算中的重要参数,在实践中用于计算这项参数的公式很多,其表达式也各不相同^[1~4]。但是,以往的文献中对这一参数的计算方法没有进行全面、系统的论证,更没有详细阐明不同计算公式的物理意义,因此在使用中造成混乱,甚至经常被用错。因此,有必要对不同综合弹性压缩系数的计算公式及其物理意义进行系统地推导和说明。

一、综合弹性压缩系数的基本计算公式

储层及其中的流体在其形成过程中积蓄的弹性能量在储层压力下降过程中被释放出来,油藏在这种弹性力的作用下进行开采被称为弹性驱动。弹性驱动的能量包括油藏中油、水和岩石的弹性压缩能,这种弹性能量的大小通常用弹性压缩系数表示为:

$$C = - \frac{dV}{Vdp} \quad (1-1)$$

压缩系数表示压力每变化 1MPa 时油、水及岩石孔隙(或岩石)体积的变化率。式(1-1)中负号表示体积与压力的变化方向相反。

所谓综合弹性压缩系数则表示压力每变化 1MPa 时油、水和岩石孔隙的总体积变化与油、孔隙或岩石的体积之比。由于所应用的基数量不同,其计算方法亦不相同。当孔隙介质中只存在油、水两相时,如果孔隙中油的体积为 V_o ,则相应水的体积为:

$$V_w = \frac{S_{wi}}{S_{oi}} V_o \quad (1-2)$$

岩石的孔隙体积为:

$$V_p = \left(1 + \frac{S_{wi}}{S_{oi}}\right) V_o \quad (1-3)$$

当压力下降 dp 时,油、水和岩石孔隙体积的变化分别为 $dV_o = V_o C_o dp$ 、 $dV_w = \frac{S_{wi}}{S_{oi}} V_o C_w dp$ 、 $dV_p = \left(1 + \frac{S_{wi}}{S_{oi}}\right) V_o C_p dp$ 。因此,以孔隙中油的体积为基数量的综合弹性压缩数为^[1]:

$$C_1 = \frac{V_o C_o dp + \frac{S_{wi}}{S_{oi}} V_o C_w dp + \left(1 + \frac{S_{wi}}{S_{oi}}\right) V_o C_p dp}{V_o dp} \quad (1-4)$$

简化式(1-4)得:

$$C_1 = C_o + \frac{S_{wi}}{S_{oi}} C_w + \frac{1}{S_{oi}} C_p \quad (1-5)$$

式中 C_o 、 C_w 、 C_p ——油、水和岩石孔隙的压缩系数, MPa^{-1} ;

S_{oi} 、 S_{wi} ——原始含油饱和度和束缚水饱和度。

综合弹性压缩系数 C_1 ^[2] 表示压力每下降 1MPa 时从含有单位体积原油的岩石孔隙中依靠弹性能量所能排出的流体体积。由综合弹性压缩系数的定义出发,可以得到以孔隙体积为基数量的油、水和岩石孔隙的综合弹性压缩系数为^[2]:

$$C_2 = \frac{V_o C_o dp + V_w C_w dp + V_p C_p dp}{V_p dp} \quad (1-6)$$

化简式(1-6)得:

$$C_2 = S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_p \quad (1-7)$$

综合弹性压缩系数 C_2 ^[2] 表示压力每下降 1MPa,从单位孔隙体积的岩石中,依靠弹性能量所能排出的流体体积。根据综合弹性压缩系数的定义还可以得到:

$$C_3 = \frac{V_o C_o dp + V_w C_w dp + V_p C_p dp}{V_f dp} \quad (1-8)$$

式中 V_f ——岩石的体积。

将 $V_f = \frac{1}{\phi} V_p$ 代入式(1-8)得:

$$C_3 = \phi (S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_p) \quad (1-9)$$

综合弹性压缩系数 C_3 表示压力每下降 1MPa,从单位体积的岩石中依靠弹性能量所能排出的流体体积。

二、综合弹性压缩系数应用中的几个问题

1. 岩石孔隙压缩系数与岩石压缩系数不同

在油藏工程计算中,一个值得注意的问题是岩石的压缩系数与岩石孔隙的压缩系数不同,两者不应混淆。不同文献和著作中,有时采用孔隙的压缩系数,有时采用岩石的压缩系数,不注意两者的区别就容易用错。例如有的学者把孔隙压缩系数称为岩石的压缩系数,这在使用中很容易混淆。

根据孔隙度的定义知道 $V_p = \phi V_f$ 。当压力下降时,由于岩石体积的膨胀等于孔隙体积的缩小(即 $dV_f = dV_p$),所以有:

$$C_p = -\frac{dV_p}{V_p dp} = -\frac{dV_f}{\phi V_f dp} = \frac{1}{\phi} C_f \quad (1-10)$$

由此可知,岩石孔隙的压缩系数在数值上等于岩石的压缩系数与孔隙度之比。如果用岩石的压缩系数计算综合弹性压缩系数,则式(1-5)、式(1-7)和式(1-9)可分别写为:

$$C_4 = C_o + \frac{S_{wi}}{S_{oi}} C_w + \frac{1}{\phi S_{oi}} C_f \quad (1-11)$$

$$C_5 = S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + \frac{1}{\phi} C_f \quad (1-12)$$

$$C_6 = \phi + (S_{oi} C_o + S_{wi} C_w) + C_f \quad (1-13)$$

在英文版的油藏工程译著中,均采用式(1-5)和式(1-7)式计算的综合弹性压缩系数,而在俄文的译著中,则使用式(1-9)进行计算。在使用时应引起注意。

根据文献[2]附录中图 B.6 的资料得到岩石孔隙压缩系数与孔隙度之间的定量关系式为:

$$C_p = 18.76 \times 10^{-4} \cdot \phi^{-0.429} \quad (R = -0.998) \quad (1-14)$$

根据式(1-14)可直接由孔隙度计算岩石孔隙压缩系数,进而得到岩石的压缩系数。

2. 综合弹性压缩系数 C_1 、 C_2 、 C_3 之间的关系

由综合弹性压缩系数的计算公式知,将式(1-5)两端同时乘以原始含油饱和度得到:

$$C_1 = \frac{1}{S_{oi}} C_2 \quad (1-15)$$

式(1-15)表明,以油的体积为基数量的综合弹性压缩系数是以孔隙体积为基数量的综合弹性压缩系数与原始含油饱和度之比。将式(1-9)除以岩石孔隙度得到:

$$C_2 = \frac{1}{\phi} C_3 \quad (1-16)$$

由式(1-5)和式(1-9)还可以得到:

$$C_3 = \phi S_{oi} C_1 \quad (1-17)$$

因此,只要知道其中一种弹性压缩系数便很容易计算出另外两种弹性压缩系数。

3. 综合弹性压缩系数的应用

综合弹性压缩系数是试井分析和油藏物质平衡方程计算中的一项重要参数^[5]。应用定容油藏的压降资料和综合弹性压缩系数可以估算油藏体积的大小。如果两次测试的油藏平均地层压力分别为 p_1 和 p_2 ,压力由 p_1 降到 p_2 时累积采出油量为 N_p ,则根据定容油藏的物质平衡方程有:

$$\begin{aligned} N_p B_o &= Fh\phi S_{oi} C_o \Delta p + Fh\phi S_{wi} C_w \Delta p + Fh\phi C_p \Delta p \\ &= NB_{oi} (p_1 - p_2) \left(C_o + \frac{S_{wi}}{S_{oi}} C_w + \frac{1}{S_{oi}} C_p \right) \end{aligned} \quad (1-18)$$

其中, $NB_{oi} = Fh\phi \cdot S_{oi}$ 为地质储量。

由式(1-18)得:

$$N = \frac{N_p \cdot B_o}{(p_1 - p_2) C_1 B_{oi}} \quad (1-19)$$

式(1-19)表明,依靠地层的弹性能量采油时单位压降的累积采油量越高,油藏的地下储量就越多。如果知道油藏的原始地层压力 p_i 和饱和压力 p_b ,则由式(1-19)可求出油藏弹性开采阶段的采出程度为:

$$R = \frac{N_p \cdot B_b}{N \cdot B_{oi}} = (p_i - p_b) \cdot C_1 \quad (1-20)$$

例如大庆龙虎泡油藏,油层孔隙度 ϕ 为 0.17,原始含油饱和度 S_{oi} 为 60%,油的压缩系数 C_o 为 $9.2 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$,水的压缩系数 C_w 为 $4.4 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$,油藏地饱压差为 4MPa,油层单储系数 A 为 $7.09 \times 10^4 \text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{m})$ 。由式(1-14)知油层孔隙压缩系数为 $C_p = 18.76 \times 10^{-4} \times \phi^{-0.429} = 18.76 \times 10^{-4} \times 0.17^{-0.429} = 5.55 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ 。

根据式(1-5)、式(1-7)、式(1-9),以油、孔隙和岩石的体积为基数量的综合弹性压缩系数分别为:

$$C_1 = C_o + \frac{S_{wi}}{S_{oi}} C_w + \frac{1}{S_{oi}} C_p = (9.2 + \frac{0.4}{0.6} \times 4.4 + \frac{1}{0.6} \times 5.55) \times 10^{-4} = 21.4 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$$

$$C_2 = S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_p = (0.6 \times 9.2 + 0.4 \times 4.4 + 5.55) \times 10^{-4} = 12.8 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$$

$$C_3 = \phi(S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_p) = 0.17 \times (0.6 \times 9.2 + 0.4 \times 4.4 + 5.55) \times 10^{-4} \\ = 2.2 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$$

油藏弹性采出程度为:

$$R = C_1(p_i - p_b) = 21.4 \times 10^{-4} \times 4 \times 100\% = 0.86\%$$

弹性采油量为:

$$Q = RA = 0.86\% \times 7.09 \times 10^4 = 610 \text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{m})$$

当用综合弹性压缩系数 C_2 、 C_3 计算弹性采出程度时,应分别应用 $R = \frac{1}{S_{oi}} C_2 \cdot \Delta p$ 和 $R = \frac{1}{\phi S_{oi}} C_3 \cdot \Delta p$ 进行计算,否则将会产生很大的差错。

在试井分析中,在建立弹性不稳定渗流基本微分方程时,需用式(1-9)计算综合弹性压缩系数,此时导压系数具有最简单的形式:

$$\eta = \frac{K}{\mu C_3} \quad (1-21)$$

如果用式(1-7),则导压系数计算公式为:

$$\eta = \frac{K}{\phi \mu C_2} \quad (1-22)$$

如果应用式(1-5)计算,则导压系数为:

$$\eta = \frac{K}{\phi S_{oi} \mu C_1} \quad (1-23)$$

有的文献中还用式(1-13)计算导压系数。式(1-13)与式(1-9)式是等价的,只是以岩石压缩系数代替孔隙压缩系数而已。由此可见,在油藏工程计算中研究的具体问题不同,所用的综合弹性压缩系数亦不同,应用时应当搞清不同压缩系数的物理意义,绝对不能相互混淆,否则,会导致计算结果错误。

第二节 压力—深度关系曲线的研究与应用

一、储层中流体的压力—深度关系曲线

如果射开储层后井筒中流入某种流体,液柱高度为 H_1 ,流体密度为 ρ_L ,井底受压面积为 S ,由于井底所受的力与井筒中流体的质量相等(即 $F = H_1 S \rho_L g$),则井底压力为:

$$p_L = H_1 \rho_L g \quad (1-24)$$

由于纯水的密度为 $1 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,由式(1-24)可知:100m 水柱所具有的压力为 1MPa。将式(1-24)与 100m 水柱所具有的压力相比有:

$$p_L = \frac{H_1}{100} D_L \quad (1-25)$$

其中, D 为相对密度,即某种流体的密度与标准状况下纯水密度之比。由于水的密度为 $1 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,所以某种流体的相对密度在数值上与其密度相等。

如果油藏所在盆地的静水压头海拔高度为 H_2 ,各井油层中部海拔深度为 H ,则由式(1-25)可得油层中部的压力为:

$$p_L = A + \frac{H_1}{100} D_L \quad (1-26)$$

式(1-26)就是静水条件下压力—深度关系曲线(以下简称压—深关系曲线)的表达式。式(1-26)中截距 $A = \frac{H_2}{100} D_w$,为静水压头 H_2 在海平面处的压力。如果各井钻遇的储层是连通的,即储层为同一水动力系统,则各井原始地层压力与海拔深度呈直线关系。对式(1-26)两端微分,则有:

$$\frac{dp}{dH} = 0.01 D_L \quad (1-27)$$

$\frac{dp}{dH}$ 为压—深关系曲线的斜率(或称为压力梯度),表示单位长度上的压力变化。由式(1-27)可见,压—深关系曲线的斜率与流体的相对密度(或重度)有关,流体相对密度愈大,压—深关系曲线的斜率亦愈大。

如果储层中不同流体处于同一压力系统中,则由于流体密度的不同,其压—深关系曲线的斜率将存在明显差异。因此,不同性质流体界面的位置可由斜率的变化反映出来。换句话说,不同压—深关系曲线的交会点标志着不同性质流体界面的位置(图 1-1)。

如果在井深 H_z 处测得压力为 p_z ,则由式(1-27)可以计算 H 处的压力为:

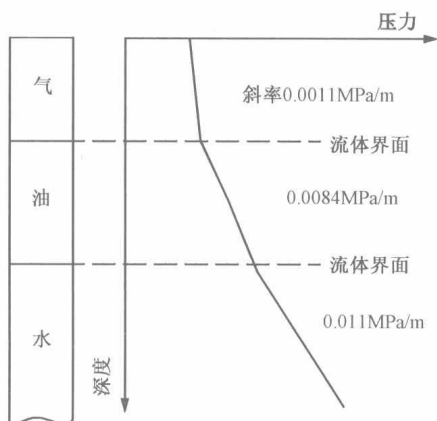


图 1-1 同一压力系统中 3 种不同流体的压—深关系曲线图

$$p = p_z + 0.01(H - H_z)D \quad (1-28)$$

只要取得一个压力数据,就可以做出该系统的压—深关系曲线。

二、压—深关系曲线在勘探开发中的应用

1. 储层的压力系统

将油气层分为不同压力系统的主要原因是油气层岩性变化和构造作用。因此,在利用测压资料判断压力系统时,要充分利用油气藏的地质资料。将油气层岩性、物性变化、断层密封情况、圈闭类型等资料与测压资料结合起来,通过综合分析作出正确的判断。

假定在一背斜构造上只钻了 A、B 两口井, A 井出水,测得压力为 p_1 。B 井钻遇 2 个水层,测得压力为 p_3 、 p_2 。是否属于同一水动力系统事先并不知道,这时可按前述方法作压力—深度图,由压—深关系曲线即可肯定该构造内至少存在 2 个压力系统。以后又在构造顶部钻了 C 井,由该井测得含气部分压力为 p_6 、 p_4 和含油部分压力 p_5 ,按压—深关系曲线的做法把这些资料绘在压力—深度图上,即可发现 p_1 、 p_2 、 p_4 和 p_5 属于同一储层,储层中自上而下分布着气、油和。而 p_3 、 p_6 属于另一储层,存在着气和水。应用压力—深度图即可查明该构造内含油气层的压力系统和流体的分布情况(图 1-2)。

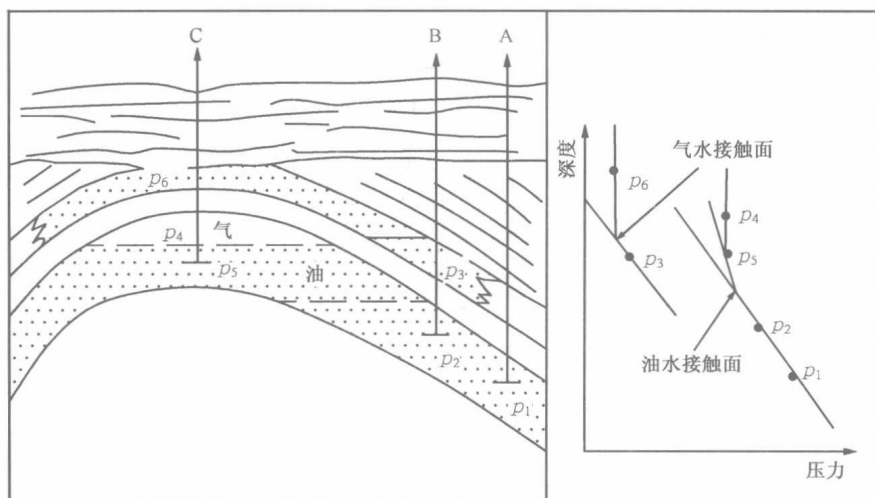


图 1-2 推断地下水动力系统示意图

如果油气藏取得了较多的测压资料,则可将这些资料整理在压力—深度关系图上。如果这些资料符合式(1-26),且原始地层压力与油层中部海拔深度之间的相关程度较高,结合其他地质资料可判明该油藏各部分为同一水动力系统。

将大庆长垣各油田油井原始地层压力对油层中部海拔深度作图,可以看出两者呈很好的线性关系(图 1-3),其关系式为

$$p_o = 3.8 + 8.2 \times 10^{-3} H_o \quad (1-29)$$

由此表明,大庆长垣喇嘛甸、萨尔图、杏树岗油田(以下简称喇、萨、杏油田)属于同一水动力系统。长垣外围的宋芳屯油田、模范屯油田则不属于同一水动力系统。应用式(1-29)还可以计算各油田或油井的原始地层压力。

松辽盆地北部含水层压力与海拔深度之间的关系为:

$$p_w = 1.9 + 10^{-2} H_w \quad (1-30)$$

说明松辽盆地北部含水层亦为同一压力系统。

2. 预测储层中不同流体界面的原始位置

1) 压—深关系曲线交会法

如果储层中不同性质的流体处于同一压力系统中,则可应用不同性质流体的压—深关系曲线交会法,确定流体界面的位置。例如,大庆长垣各油田油、水层为同一压力系统,在油、水界面处,由油与水的压—深曲线关系式得到:

$$3.8 + 8.2 \times 10^{-3} H_{owc} = 1.9 + 10^{-2} H_{owc} \quad (1-31)$$

式中 H_{owc} ——油水接触面深度。

解式(1-31)求得油、水界面深度为 1055m。根据取心试油与电测曲线确定结果,大庆油田油层底界海拔深度为 1047m,水层顶界为 1054m,油、水界面的位置约为 1050m。两者是吻合的。

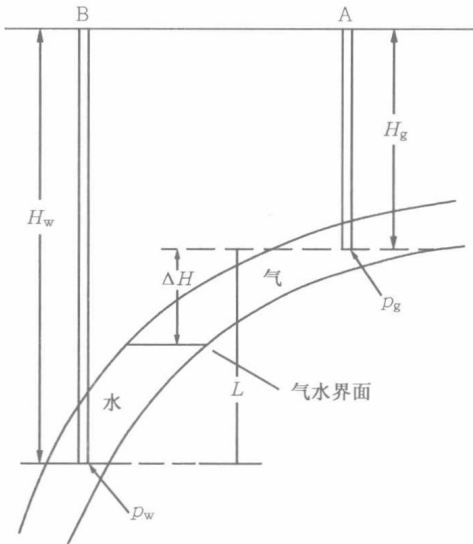


图 1-4 储层中气、水分布图

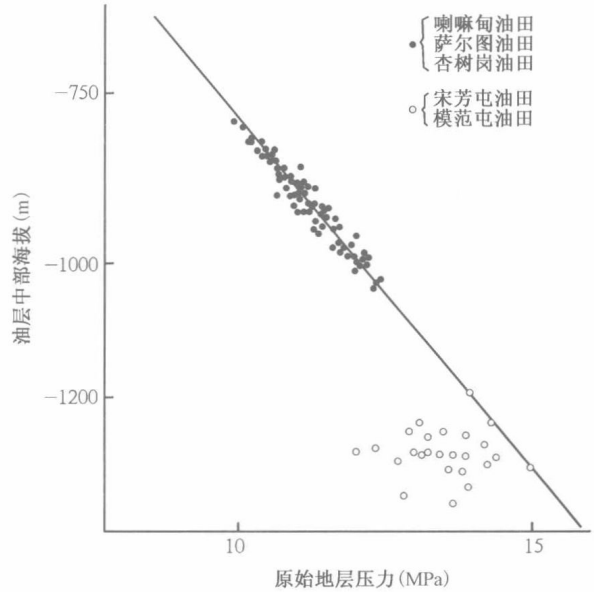


图 1-3 原始地层压力与油层中部海拔深度关系曲线

2) 经验公式法

如果储层的连通性较好,在其含气、含水部位各钻 1 口井,分别测得其压力为 p_g 和 p_w ,气、水界面如图 1-4 所示。由于在气、水接触面处压力相等,因此有:

$$p_g + \Delta H D_g / 100 = p_w - (L - \Delta H) D_w / 100 \quad (1-32)$$

将式(1-32)移项并整理有:

$$\Delta H = \frac{100(p_g - p_w) + D_w L}{D_w - D_g} \quad (1-33)$$

将 $L = H_w - H_g$ 和气、水接触面深度 $H_{gwc} = \Delta H + H_g$ 代入式(1-33),则有:

$$H_{gwc} = H_g + \frac{100(p_g - p_w) + D_w(H_w - H_g)}{D_w - D_g} \quad (1-34)$$

$$D_w = 1.08388 - 5.10546 \times 10^{-4} t - 3.06254 \times 10^{-6} t^2 \quad (1-35)$$

$$D_g = 3.53 D_{gs} p_g / (ZT) \quad (1-36)$$

式中 H_w 、 H_g ——分别为产水井、产气井的测压海拔深度, m;

D_w ——地层水的密度;

t ——地层温度, °C;

D_g ——地层条件下天然气的密度;

T ——地层温度, K;

D_{gs} ——地面条件下天然气相对密度;

Z ——相应于压力 p_g 和温度 T 条件下天然气的偏差因子。

由于天然气密度很小, 相对于地层水来说可以忽略不计, 因此气、水界面位置亦可用简化公式进行计算:

$$H_{gwc} = H_w - \frac{100(p_w - p_g)}{D_w} \quad (1-37)$$

如果在储层的含油及含水部位各钻 1 口井, 测得相应海拔深度 H_o 和 H_w 处的压力分别为 p_o 和 p_w , 仿照上述方法确定原始油、水界面的位置为:

$$H_{owc} = H_o + \frac{100(p_o - p_w) + D_o(H_w - H_o)}{D_w - D_o} \quad (1-38)$$

$$D_o = \frac{D_{os}}{B_{oi}} \quad (1-39)$$

式中 D_o ——地层油相对密度;

D_{os} ——地面油相对密度;

B_{oi} ——原始状况下原油体积系数。

上述确定气、水或油、水界面方法的实质是一样的。当测压资料的可信度较高时, 宜采用经验公式法, 否则, 应采用交会法确定。

3) 应用实例: 龙南构造古 31 井气藏原始含气边界的确定

1982 年 9 月, 通过古 31 井黑帝庙油层试油获得日产 $8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上的高产气流, 此后又钻了古 30 井、古 32 井、古 33 井和古 36 井。1983 年 4 月至 6 月, 对古 32 井黑帝庙油层分两层试油, 结果分别产水 $48.5 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $1.6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。为了解释这一试油结果, 应用压—深关系曲线交会法和经验公式法分别预测了该气藏的气、水界面位置:

(1) 压—深关系曲线交会法。

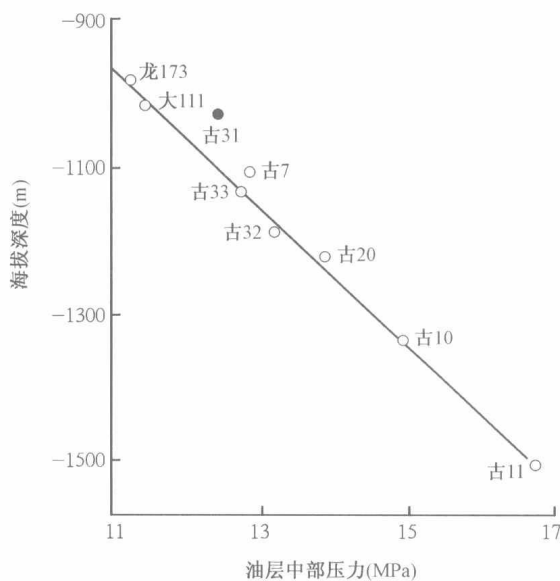


图 1-5 黑帝庙油层压力与油层中部海拔关系曲线图

应用古 10 井、古 11 井、古 20 井、古 32 井和大 111 井黑帝庙油层的压力资料作出了水层的压—深关系曲线(图 1-5), 其回归方程为:

$$p_w = 0.866 + 1.049 \times 10^{-2} H_w \quad (R = 0.994)$$

古 31 井试气得到资料: 在海拔 -1067.95 m 处测得气藏的压力为 12.41 MPa , 地层温度为 46°C , 天然气相对密度为 0.567 。

由式 (1-36) 得到天然气的地下密度为

$$D_g = 3.53 D_{gs} p_g / (ZT) = 0.09092$$

将古 31 井测得的压力及相应深度代入式 (1-28), 得到气藏的压—深关系式为:

$$p = 11.439 + 0.09092 \times 10^{-2} H$$

在气、水界面处,由交会法得到:

$$0.866 + 1.049 \times 10^{-2} H_{\text{gwc}} = 11.439 + 0.09092 \times 10^{-2} H_{\text{gwc}}$$

从而求得原始气、水界面深度为:

$$H_{\text{gwc}} = (11.439 - 0.866) \times 10^2 / (1.049 - 0.09092) = 1103.5\text{m}$$

(2)经验公式法。

在应用经验公式法之前,需先求得地层水的密度。根据古 10 井、古 32 井和古 33 井地温测试资料,求得黑帝庙油层地层水平均温度为 56℃,将其代入式(1-35)得 $D_w = 1.04569$ 。可以看出,由式(1-35)计算的地层水密度和水层压—深关系曲线的斜率(1.049)是基本一致的。

应用经验公式确定储层中不同流体界面的原始位置,只需在构造或储层产气及产水部位各测 1 口井的压力,因此可以分别用产水井所测的压力及古 31 井的压力对气、水界面位置进行预测。例如古 10 井,在海拔 -1340.3m 处测得含水层的压力为 14.95MPa,将该井与古 31 井的压力、深度代入式(1-34),则有:

$$H_{\text{gwc}} = 1067.95 + \frac{100 \times (12.41 - 14.95) + 1.04569 \times (1340.3 - 1067.95)}{1.045969 - 0.09092} = 1100.2\text{m}$$

如果产气井缺少气体组成分析资料,天然气相对密度将很难确定。此时,可用简化式(1-37)进行计算。表 1-1 分别列出了应用式(1-34)和式(1-37)预测的气水界面位置。用式(1-34)预测的气、水界面平均海拔为 -1098.1m,用简化式预测的值为 -1095.5m,用交会法得到的值为 -1103.5m,三者是非常接近的。

表 1-1 古 31 井气藏原始气水界面深度计算表

井号	试油	测点深度 (m)	补心海拔 (m)	海拔 (m)	静水压力 (MPa)	气、水界面海拔(m)	
						公式(1-11)	简化法
古 10	水	1475.0	134.70	-1340.3	14.95	-1100.2	-1097.4
古 20	水	1361.0	138.39	-1222.61	13.92	-1079.2	-1078.2
古 32	水	1332.1	142.17	-1189.93	12.91	-1149.2	-1142.1
古 33	水	1270.0	135.01	-1135.0	12.79	-1101.6	-1098.7
古 7	水	1260.0	149.52	-1110.48	12.92	-1061.1	-1061.7
古 11	水	1660	134.91	-1525.09	16.9	-1098.4	-1095.7
龙 173	水	1123.0	139.36	-993.64	11.27	-1106.0	-1102.6
大 111	水	1141.5	139.23	-1002.27	11.52	-1089.2	-1087.4
古 31	气	1210.0	142.09	-1067.95	12.41	-1098.1	-1095.5

通过上述预测可以看出,古 31 井气藏气、水界面海拔大体在 -1100m 左右,换算到龙南 T_{06} 鼻状构造图(图 1-6)上,气、水界面相当于 -1172.1m。如果考虑到测压精度可能有 0.2MPa 的误差,最大含气边界亦不超过 -1192.1m。古 33 井黑帝庙油层深度为 -1200m,两层分别产水 26.5m³ 和 0.75m³,与上述预测结果相符。

应用上述方法,只需 2 口井的测压资料就可确定气、水或油、水界面的位置。例如古 31 井气藏,如果在勘探初期能利用较少的探井测压资料较早地确定含气边界,就会大大提高探井的

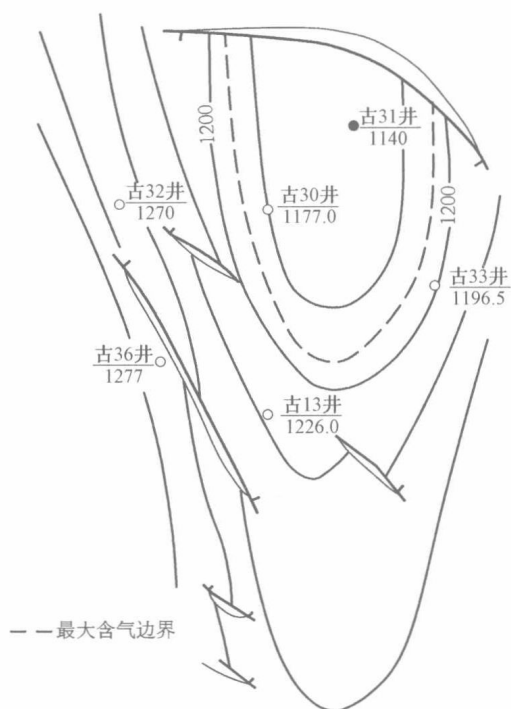


图 1-6 古 31 井区黑帝庙油层含气面积预测图

外,只要取得了准确的测压资料,应用文中的经验计算方法也能快速、简便地确定储层中的油气水界面,为勘探部署和储量计算提供依据。

第三节 油藏注水时机与压力保持水平

一、油藏天然能量大小是选择注水时机的主要依据

油藏天然能量是指弹性能量、边水能量、底水能量、溶解气与气顶气能量。如果油藏天然能量能够满足油田开发设计的要求,则应充分利用这部分能量。如果天然能量不足,就应采取早期注水保持压力进行开发。

中国已投入开发的油藏均发现于陆相含油盆地中,其沉积模式主要以河流—三角洲沉积和建造为主,砂体规模小,在这特定的油藏背景下不易形成大型天然水压驱动油藏。据文献[6]所述,在含水层孔隙体积为储油层的 10~20 倍时,才能提供强水驱所必需的水量;世界上现有的大型水驱油藏多为海相沉积油藏。在中国已开发的油田中,天然能量充足的油藏储量仅占已开发油田的 2%~3%,且多为小断块油藏,含油面积一般不超过 5km²,而储量 97% 左右的油藏因边水水体小属于边水弹性能量不足的油藏。

如果以烃类流体性质划分油藏,在中国绝大多数油藏为黑油油藏。黑油油藏原油溶解油比气低,一般为 9~90m³/t(表 1-2);如大庆油田,原始气油比变化范围为 21~75m³/t。高收缩油油藏^[7]的原始气油比较高,如欢喜岭油田锦 2-6—锦 2-9 块大凌河油藏,原始气油比为 276m³/t,马岭油田原始气油比高达 456m³/t,但这类油藏在中国分布很少。

成功率,避免在含水区打更多的探井,这对提高勘探速度、节省勘探费用十分重要。

综上所述,得出:

(1) 当油气藏所在盆地的静水压头一定时,影响储层中流体压力大小的主要因素是储层的埋藏深度和流体相对密度的大小。如果储层的压—深关系符合 $p = A + \frac{H}{100}D$,则可判定储层属于同一水动力系统,并可根据此式确定油气田或油气井的原始地层压力。

(2) 压—深关系曲线斜率的大小取决于流体的相对密度。因此,由一点的测压资料即可作出某种流体的压—深关系曲线。如果储层中不同流体处于同一压力系统中,将不同压—深关系曲线进行交会,就可得到油水、油气或者气水界面的位置。

(3) 除应用交会法确定油水或气水界面