

文章编号:2095-2716(2012)04-0008-05

高压注水地层的流固耦合有限元分析

殷尧,刘益良,姜畔,朱庆杰

(河北联合大学 河北省地震工程研究中心,河北 唐山 063009)

关键词:流固耦合;高压注水;渗透系数;ADINA

摘要:注水驱油是石油工程中提高石油采收率行之有效的一种方法,在注水方法上采用的是高压注采的形式,由于注水压力的控制不当往往会造成地层的膨胀变形,从而导致油水井的套管破损,而在储油层段的破坏是愈加明显的。在流固耦合理论的基础上,使用大型有限元分析软件ADINA对高压注采条件下的地层建立有限元模型,分析了高压注水下的地层变化形式,并且通过不同储层的不同渗透系数进行了对比分析,进而针对不同储层结构,合理控制注水压差,为预防和减少地层变形、油水井套管损坏等提供了依据。

中图分类号:TE357.6 文献标志码:A

0 引言

在石油工程中,为了提高原油的采收率,往往采用向储油层注入一种流体(气体或液体)以驱动原油外流,从油藏中采出比一次采油法更多的石油。注水是一种应用最为广泛的提高原油采收率的方法。在我国大部分油田采用早期注水开发^[1],经过多年实践,在多油层、小断块、低渗透和稠油油藏进行注水开发方面逐步形成了适合油藏特点的配套技术。但随着油田开发时间的增长,特别是在高压注水采油的情况下,油水井套管损坏现象日趋严重,特别是近些年来,注水井的套损破坏已经远超油井^[2]。油水井的大量套损不仅严重影响到石油的正常生产,同时也带来了巨大的经济损失,因此,研究注水采油套损机理,防止套损破坏是石油开采中亟待解决的问题。

套管损坏与生产因素是密不可分的,如大庆杏北地区套管损坏速度明显与注水压力有关。杏北地区超压注水井占投注井数比例80.7%,超压注水井的套损率为37.8%;合理压力注水井占投注井数比例19.3%,合理压力注水井套损率为12.0%。同时也与油层本身的性质有一定的关系,比如说孔隙度、渗透系数等。

1 流固耦合问题

流固耦合问题^[3]的本质是流体和固体之间相互作用、相互影响所产生的直接或间接的关系。流固耦合问题是流、固两场同时存在时的基本问题。自然界有许多由流体和固体组成的多相系统,而由液相、气相与岩层固相组成的多孔介质系统就是其中的一部分。流固耦合现象广泛存在于很多工程问题中,如、水库诱发地震、地面沉降堤坝稳定性、煤层瓦斯渗流等。同时流固耦合也广泛存在于石油工业中,比如注采过程中的油藏渗流、井壁稳定、油井和套管的损坏、水力压裂、产层出砂、地层失稳坍塌等,这些都是流固耦合应用的领域。流固耦合问题的基本关系如图1所示:

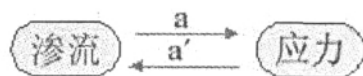


图1 流固耦合关系图

这里 a 表示渗流对岩体应力的改变,例如孔隙度; a' 表示岩层变形对渗流的影响,例如渗透系数,渗流速度等。

收稿日期:2012-03-19

基金项目:国家自然科学基金项目(50678059)和河北省自然科学基金项目(D2010000922)资助

流固耦合问题的研究以下的理论模型为基础:

$$\sigma_{ij,j} + f_i = 0 \quad (1)$$

$$\text{达西渗流定律: } v = -\frac{k}{\mu}(\nabla p + \rho g \nabla z) \quad (2)$$

油田注采开发过程是一个油藏渗流场与岩土体应力场的耦合变化过程,注入水在油藏流动动态过程中,与岩体相互作用会引起岩石骨架应力变化,一方面导致油藏岩石物性参数的变化,另一方面导致地应力场重新分布并在套管附近形成应力集中,同时,这些变化反过来又影响孔隙流体的渗流和孔隙压力分布,这一流固耦合过程是引起套管损坏的重要因素^[4-5]。所以,从某种意义上来说,套损问题是结构物与具有孔隙流体的岩体相互作用、相互耦合的问题。不同的原因导致套损现象不同的表现形态。由于受力状况的不同,油水井套管的变形和损坏表现为不同的类型。

本文以 Biot 固结理论为基础,同时考虑介质渗透性能随应力的变化关系,利用有限元分析软件 ADINA 建立注水井注采过程中流体渗流场与固体介质弹塑性变形场的非线性耦合的有限元模型,采用全耦合的有限元法求解,并分析了油层不同渗透系数对注水井井壁位移场和应力场的影响。

2 高压注水下套管破坏机理

高压注水引起套管变形:油层注水后,油层孔隙压力普遍提高,特别是高压注水以后,出现了一系列新的问题,如岩体移动等造成了套管的损坏,直接影响了油田的正常生产。注水使地应力集中于井壁上,引起套管变形,此种情况变形一般呈椭圆形。注水压力减小了岩石的抗剪切强度,增加了注采压差,使岩石受剪切而破裂。破裂地层在注采压差推动下,从注水井向采油井方向滑动,处于滑动地层中的套管被推挤变形,这类变形一般为弯曲变形。注水压力减小岩石的摩擦角,使倾斜的地层易滑动,致使套管发生变形。注水使泥岩体积膨胀,产生体积力。该力会通过孔眼释放,在非射孔段,围岩很难压缩,泥岩吸水膨胀,体积力的释放可能将套管挤压变形,多表现为缩径变形。

3 注水油田水井套损算例及结果分析

3.1 模型假设及流固耦合有限元模型

假设为:

- (1) 耦合系统是由一个固相(岩石)和多相流体(油、水)组成。
- (2) 岩石为多孔介质,岩石骨架具有弹塑性。
- (3) 完全充满岩石孔隙空间。
- (4) 多相流体在岩石孔隙空间中的流动服从 Darcy 定律。
- (5) 忽略流体的剪切应力。
- (6) 考虑毛管力的影响。

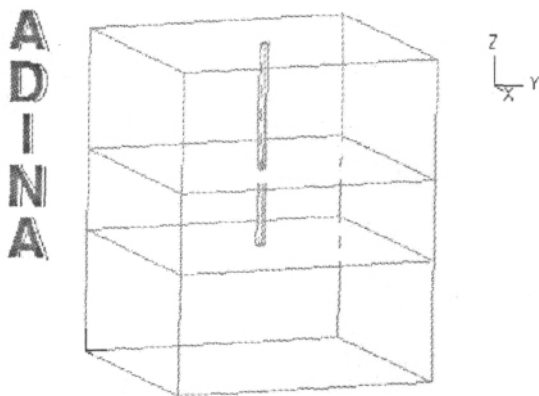


图2 几何结构模型

首先建立有限元几何结构模型,如图 2 所示,建立的是一个含有多种岩性的地层模型,模拟石油工程高压注水采油过程,几何模型为 $10\text{ m} \times 10\text{ m} \times 12\text{ m}$ 的长方体,用 ADINA-M 方法,即 parasolide 法,通过定义切片将地层分成三层,顶层为泥岩上覆层,厚 4.5 m ,中间层为储油层,厚 3 m ,为多孔介质属性,储油层中间 2 m 厚度为注水区域,底层为泥岩层,厚 4.5 m 。采用布尔操作定义出注水井的位置(模型中心位置),井眼半径为 0.15 m ,模型中各区域材料参数如表 1 所示。

表 1 各区域材料参数

类 型	弹性模量(GPa)	泊松比(μ)	密度(kg/m)	粘度(Pa · s)
上覆层	6	0.28	2 800	0.000 2
储油层	4	0.3	2 300	0.000 3
底层	12	0.28	2 900	0.000 2
流体	/	/	1 000	0.001

对模型底面 3 个方向的位移约束、四周水平位移约束;在砂岩层中间段并被射开 2 m 的高度,作为注水边界,同时也将其定义为流固耦合边界。地层初始孔隙压力为 10 MPa 。给定注水 25 MPa 的高压注水条件,模拟分析储油层不同渗透系数(分别给定渗透系数为 $8\text{e-}2$ 和 $4\text{e-}6$) 情况下地层的变形情况和套管所受的轴向应力分布情况。

为了使流体模型与结构模型的几何模型能够保持一致,在 ADINA 中点击 Meshing 按钮,选择“Copy F. E. Model...”选项,选择“Copy F. E. Model from ADINA Structures to ADINA CFD Model”,如此便将整个结构模型复制到了流体模型里,即可得到流体模型。网格划分,生成单元与节点,剖分之后的流体模型如图 3 所示:

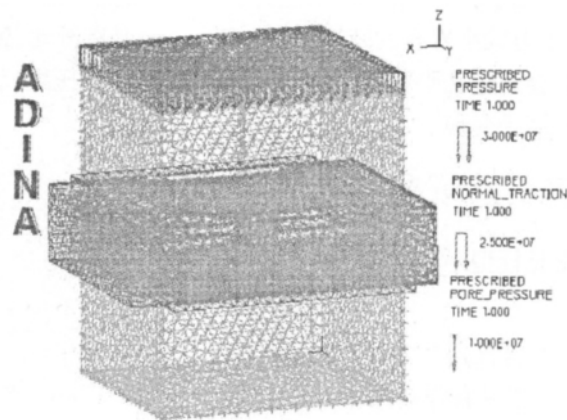


图 3 模型单元剖分图

运用 ADINA 中的 FSI 求解器把结构模型与流体模型生成的两个 .dat 文件进行流固耦合求解,计算结束后进入后处理模块,打开结构模型结果文件并读取结果进行结构分析。计算结果变形应力云图如图 4 所示,从图中可以明显看出中间层发生了地层的变形。

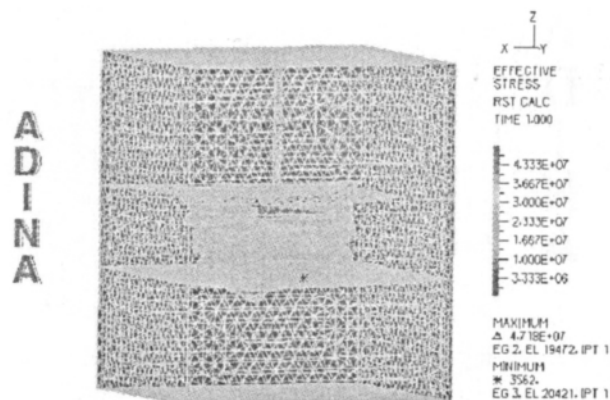


图 4 地层变形应力云图

3.2 计算结果分析

通过 ADINA 软件计算结果在不同储油层的渗透系数下,中间储油层的受力和变形情况主要通过储油层最大位移、流体流速、有效应力和孔隙水压力的变化来分析。因此下面截取中间储油层段进行具体分析,如图5所示。

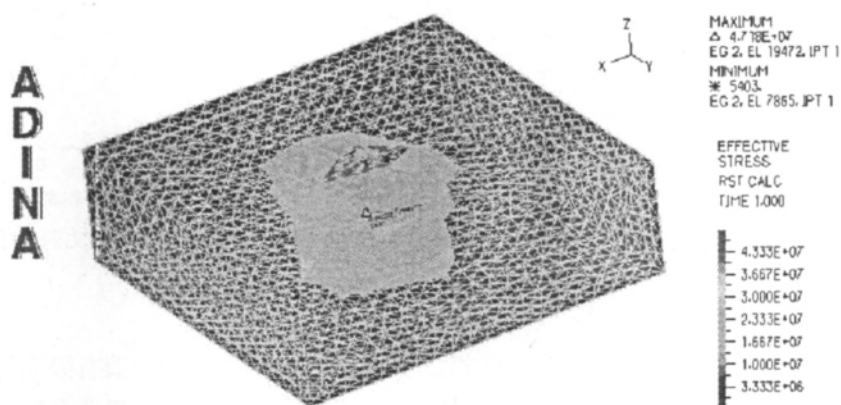


图5 储油层变形应力图

在 25 MPa 的高压注水条件下,不同渗透系数的中间位置储油层的最大位移、流体流速变化如图6、7所示。当渗透系数为 8×10^{-2} m/s 时,地层最大位移约为 10.5 mm; 当渗透系数为 4×10^{-6} m/s 时,地层最大位移约为 8.5 mm。地层渗透系数越大,多孔介质属性油层越容易膨胀变形。随着注水时间的增加,位移逐渐增大,最后趋于平缓。以渗透系数为 8×10^{-2} m/s 时为例,开始注水时段内流体流速上升到一个最高值 4 mm/s,然后逐渐趋向于 1 m/s,随着注水时间的推进最后趋向于零。当渗透系数减小至 4×10^{-6} m/s 时,流速整体有相对略微减小的趋势。

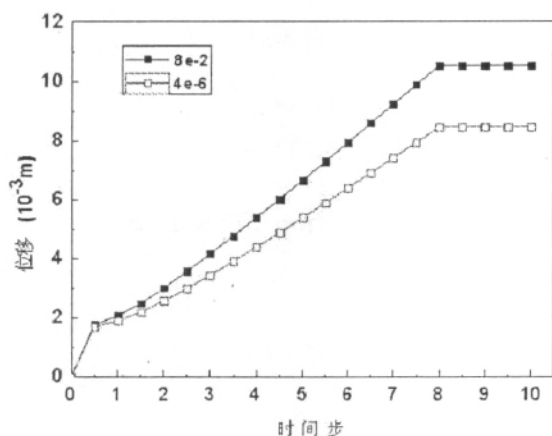


图6 最大位移时程曲线

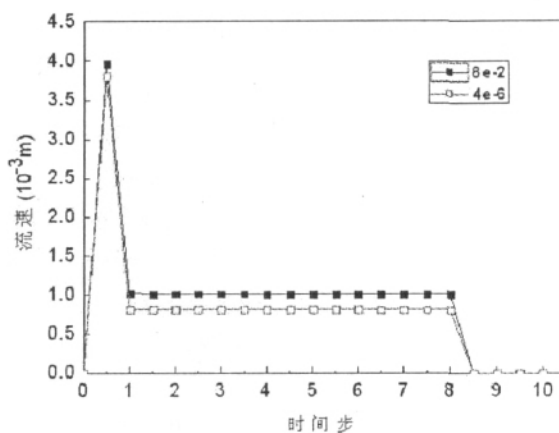


图7 最大位移时程曲线

图8是储油层段孔隙压力随时间变化的曲线图。随着注水开发时间的增加,储层节点孔隙压力也随之逐渐增加,最终两者均平稳与 26.3 MPa。同样在 25 MPa 的高压注水下,图9反应的是储油层节点有效应力随时间变化的曲线图。从图9可以看出,随着注水开发时间的增加,储层节点有效压力也随之逐渐增加,最终两者均趋于 47.2 MPa 时平稳。随着渗透系数的大幅度减小,渗透系数为 4×10^{-6} m/s 时的有效应力比在 8×10^{-2} m/s 时的要略微有所增大。综上,通过图8、9的各自对比分析,渗透系数的改变对储油层节点有效应力影响不大,而对于孔隙压力的改变则更不明显,但高压注水对两者的影响是不容忽视的。

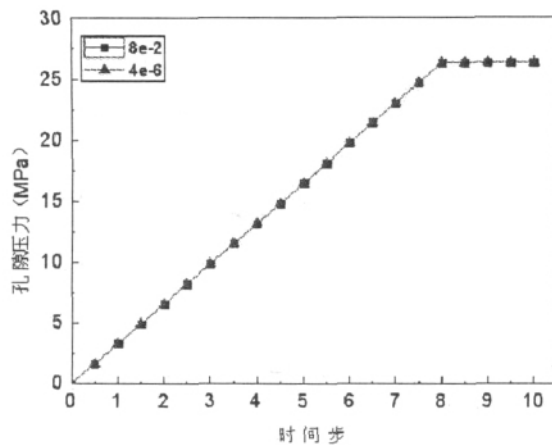


图 8 孔隙压力时程曲线

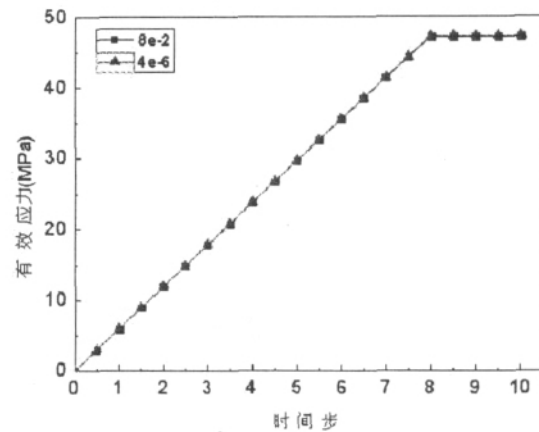


图 9 有效应力时程曲线

4 结 论

本文在分析高压注水开发油田时水井套管破损机理的基础上,通过使用大型有限元软件 ADINA 对高压注水条件下复杂地层的受力性能进行了流固耦合模拟,对比分析了储油层不同渗透系数情况下,储层膨胀变形的最大位移、流体流速、孔隙压力和有效应力的变化情况,进而得出以下结论及建议:

(1) 高压注水开采会使储油层孔隙压力会不断增大,地层不断膨胀变形,地层在水平方向产生挤压变形,在竖向方向出现明显的张拉,整个地层会发生向上隆起的变形,而地层的这种变形导致了置于其中的油水井套管出现了不同形态的套管损坏,因此准确的研究注水地层的变形情况,是研究和预防套管问题的关键。

(2) 在高压注水条件下,渗透系数越大的储层结构越不稳定,越容易发生地层的变形,因此,针对不同性质的储油层结构体系,要采取不同的注水压差,合理控制注采压力,进而预防和减少油水井的套管破坏。

参考文献:

- [1] 李文华. 采油工程[M]. 北京: 中国石化出版社, 2004: 157.
- [2] 黄小兰, 刘建军, 杨春和, 等. 流固耦合作用下注水井井壁稳定性研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 83-86.
- [3] 姜涛. 基于热流固耦合注水地层及套管损坏分析[D]. 大庆: 东北石油大学, 2011.
- [4] 田杰, 刘先贵, 尚根华. 基于流固耦合理论的套管力学机理分析[J]. 水动力学研究与进展 A 辑, 2005, 20(2): 221-226.
- [5] 代立强, 刘宝玉, 刘先贵. 计算套损的弹塑性流固耦合数学模型及算例[J]. 辽宁工程技术大学学报, 2003, 22(3): 323-326.

Finite Element Analysis About High Pressure Water Injection Formation of Fluid-structure Interaction

YIN Yao, LIU Yi-liang, JIANG Pan, ZHU Qing-jie

(Hebei United University, Hebei Earthquake Engineering Research Center, Tangshan Hebei 063009, China)

Key words: fluid solid coupling; high pressure water injection; coefficient of permeability; ADINA

Abstract: The water flooding oil project is an effective method to improve oil recovery, the method of the high pressure of injection and production forms is used in water injection, because the water pressure control improper tend to cause the formation of swelling deformation, resulting in oil and water well casing damage, while in the reservoir section destruction is more obvious. In this thesis, based on the fluid-solid coupling theory, the use of large-scale finite element analysis software ADINA on high pressure of injection and production conditions of the formation of establishing finite element model, analysis of high pressure water injection under the formation change forms, and through different reservoirs with different permeability coefficient is analyzed, then according to the different reservoir structure, reasonable control of water injection differential pressure, in order to preventing and reducing the deformation of strata, oil and water well casing damage and providing the basis.