

# Numerical Simulation of Thermal-Hydro-Mechanical Coupling in Thermal Production Oil Field\*

Liufang Zeng<sup>1</sup>, Jutong Gao<sup>1</sup>, Youjun Ji<sup>2</sup>, Jianjun Liu<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Sinopec Shengli Oilfield Production Gudong Branch, Dongying

<sup>2</sup>School of Civil Engineering and Architecture, Southwest Petroleum University, Chengdu

Email: zengliufang.slyt@sinopec.com

Received: Oct. 8th, 2011; revised: Nov. 15th, 2011; accepted: Nov. 21st, 2011.

**Abstract:** Based on reservoir seepage-thermal-stress coupling theory, THM coupling model were established to simulate the process of thermal production. Take one block in Gudong oil field, the reservoir seepage, thermal and stress change process were simulated, and the relationship between casing force and steam injection parameters were analyzed. The results can provide theoretical guidance for casing protection and the reasonable decision of injection-production parameters.

**Keywords:** Thermal Production; Casing Protection; Multi-Field Coupling; Numerical Simulation

## 热采油田储层渗流 - 温度 - 应力耦合数值模拟\*

曾流芳<sup>1</sup>, 高聚同<sup>1</sup>, 纪佑军<sup>2</sup>, 刘建军<sup>2</sup>

<sup>1</sup>中石化胜利油田分公司孤东采油厂, 东营

<sup>2</sup>西南石油大学土木工程与建筑学院, 成都

Email: zengliufang.slyt@sinopec.com

收稿日期: 2011年11月8日; 修回日期: 2011年11月15日; 录用日期: 2011年11月21日

**摘要:** 基于储层渗流 - 温度 - 应力耦合理论, 建立热采开发过程中储层 THM 耦合数学力学模型, 以孤东油田实际区块为研究对象, 通过数值模拟研究了开发过程中储层渗流、温度、应力场变化过程, 分析了开发过程中套管受力变化过程, 分析了注汽参数与地层应力的关系, 为热采过程中套管保护以及合理注采参数选择提供理论指导。

**关键词:** 热采; 套管保护; 多场耦合; 数值模拟

### 1. 引言

我国各油气田套管损坏十分严重, 国外同样也存在套管破坏的情况<sup>[1]</sup>, 根据近 30 年来国内外的文献研究和近 10 年来的动态跟踪研究, 套损是国内外长期存在的问题, 而且一直没有得到解决。对于热力法采油的油田而言, 由于高温蒸汽流体的注入, 势必引起储层温度场的变化, 储层温度场的变化, 一方面改变了油藏流体的粘度、密度等参数, 提高了采收率; 另一方面, 由于高温流体的注入, 使得岩体及套管内产生的热应力也使套管的受力状态朝更不利的方向发展。因此, 热采井套损问题近年来变得十分严重<sup>[2-7]</sup>。开展

热采井套损影响因素分析, 找出满足套管安全和稠油油藏开发的双重条件下的注汽参数, 减少热采井套损的发生几率, 并提出防控措施, 该项研究具有十分现实的重要意义。但目前套损问题的研究仍然存在许多问题, 期待做深入研究, 主要体现在:

1) 有关套损力学机理的研究主要是根据弹塑性力学、岩石流变力学知识建立力学模型, 研究套管损坏的判据, 通过物理或数值模拟的方法研究套损机理。近年来, 国内以刘建军教授为代表的学者考虑油藏渗流与变形耦合作用, 研究储层渗流-温度-应力耦合作用及其对套管损坏影响。随着油田开发难度的增加, 越来越多的强化采油措施不断用于生产, 如高压注水、

\*基金项目: 中石化胜利油田分公司科技项目资助。

压裂、大型酸化、注蒸汽等,取得了明显的积极效益,但也使套管的工作环境不断恶化,并且所受的外载不断增加,而多年来套管强度设计的基本理论和方法均以完井施工作为主要考虑因素,对注水、采油措施施工,地应力变化过程种一系列因素考虑较少或未予考虑<sup>[8-13]</sup>。加强储层多场耦合理论及应用研究是石油工程中的一重要基础研究课题;

2) 有关套损的研究大多集中在注水开发油田套损方面,有关热采套损的研究偏少,而且大多集中在机理分析方面;

3) 目前,有关套损方面的研究多是针对某一地层、某一种套损开展的,但对于具体油藏,套损机理往往不是单一的,而是包含两种或多种机理,因此迫切需要建立出由多种套损机理共同或耦合作用的数学力学模型,编制能模拟多种套损类型的数值计算软件,从而更为合理地近似实际情况。

本文综合利用构造地质学、地球动力学、岩石力学、石油地质学、热力学、材料力学、弹塑性力学等相关知识,从复杂地质储层渗流、温度、应力耦合作用机理出发,仿真地层压力场,寻求三场耦合作用下套损损坏的影响因素,以某实际井组为研究对象,建立复杂地层条件下储层渗流-温度-应力耦合数学模型,通过数值模拟,给出了开发过程中地层渗流-温度-应力动态变化过程,从而为油田开发及套管保护提供理论指导。

## 2. 模拟区块油藏地质及开发特征

本研究对象为位于孤东油田九区西块的 R2-21 汽驱井组的八口井。图 1 为孤东油田九区西块位置图。孤东油田九区位于孤东油田的南部,该区分为东、西两个含油断块,其中西块为主要含油断块。

孤东油田九区西块于 1992 年进行了三维地震勘探。本次对孤东油田九区西块油藏进行了储量估算,

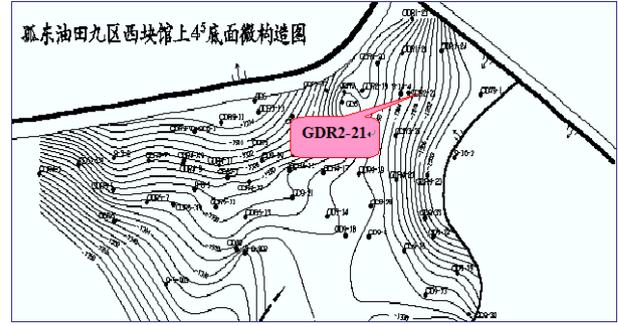


Figure 1. Location map of simulation block  
图 1. 模拟区块方位图

计算控制含油面积 1.9 km<sup>2</sup>,控制石油地质储量 516.88 × 10<sup>4</sup> t。其主力含油层系馆上段为河流相沉积,自上而下划分为馆上 1+2、3、4、5、6 五个砂层组。本次工作的目的层为馆上 4、5、6 砂层组。馆上 4、5、6 三个砂层组共分为 18 个小层。

孤东油田九区西块油层埋藏深,厚度薄,净总比小。孤东九区西块构造形态总体上表现为由北向南倾没的断鼻构造,东北高,西南低。主力含油层为馆上段,为河流相沉,油层埋深为 1300 米~1470 米。油层厚度小,平均有效厚度为 10 米,油层厚度 5 米以下的占 50%,5 米~10 米的占 35%,10 米以上仅占 15%,油层厚度净总比 0.40。储层胶结疏松、易出砂。砂体自下而上为细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩及泥岩,油层岩石胶结疏松、易出砂。储层粘土含量较高,平均为 8%~16%,粘土矿物成分主要为伊蒙石、高岭石、绿泥石。储层岩石敏感性中等,其中速敏为弱速敏性,碱敏为中等偏弱碱敏性,水敏性为中等偏弱水敏性,温敏为弱温敏性。

## 3. 储层热-流-固耦合数学模型

根据多孔介质渗流-应力-传热耦合理论,可得储层渗流-应力-温度场耦合模型为:

$$\begin{cases} G\nabla^2 u_i - (\lambda + G) \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial x_i} - \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{E\alpha}{1-2\mu} \frac{\partial T}{\partial x} + f_{x_i} = 0 & i=1,2,3 \\ \nabla \left[ \frac{1}{\gamma_w} K_{ij} \nabla p \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) \\ \frac{\partial}{\partial x} \left( k_x \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( k_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( k_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \rho Q = \rho c \frac{\partial T}{\partial t} \\ K_{ij} = K_{ij}^0(\sigma, p) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $x_i$  为三个坐标方向;  $f_{x_i}$  为  $x_i$  方向的体积力;  $\varepsilon_{ij}$  为应变张量;  $u$  为位移矢量;  $\lambda$ 、 $G$  为拉梅常数;  $\varepsilon_v$  为体积变形;  $K_{ij}$  为渗透率张量;  $k_x$ 、 $k_y$ 、 $k_z$  分别为  $x$ 、 $y$ 、 $z$  三个方向的热传导系数;  $p$  为孔隙压力;  $\gamma_w$  为水的容重;  $T$  为温度;  $\sigma$  为应力;  $c$  为比热容。

#### 4. 套损受力的热流固耦合数值模拟

区块模拟范围见图 2 中红色矩形区域内, 红色圆圈为模拟区域目标井, 后面的数值仿真过程主要针对这些井进行, 绿色圆圈代表建模过程的辅助井。套管、水泥环、地层的物理力学参数如表 1 所示, 热力学参数如表 2 所示。

模型  $x$  方向网格数为 86,  $y$  方向网格数为 67, 纵向分 7 个模拟层, 其中 1、3、5、7 层为油层, 2、4、6 层为泥岩隔层, 总网格数为 40,334 个, 油层平均有效厚度 50 m。

模拟中应力计算采取如下应力边界和位移边界: 下底面约束, 四周水平位移约束, 上顶面为自由面。

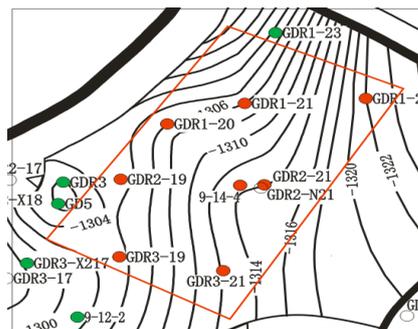


Figure 2. Simulation zone and well location distribution  
图 2. 模拟区域范围及井位分布图

Table 1. Physical-mechanical parameters of casing-cement-stratum  
表 1. 套管 - 水泥环 - 地层物理力学参数

	E (MPa)	$\mu$	C (MPa)	$\psi(^{\circ})$	抗压强度 (MPa)
套管	$2.0 \times 10^{11}$	0.33			700
水泥环	$3 \times 10^{10}$	0.26	26.3	12.8	100
砂岩	$2 \times 10^{10}$	0.24	20.7	18	80
泥岩	$9 \times 10^9$	0.35	18.6	20.2	65

Table 2. Thermodynamical parameters of casing-cement-stratum  
表 2. 套管 - 水泥环 - 地层热力学参数

	密度 ( $\text{kg/m}^3$ )	热膨胀系数 ( $1/\text{K}$ )	参考温度(K)
套管	7800	$1.2 \times 10^{-5}$	333
水泥环	2500	$1.0 \times 10^{-6}$	333
砂岩	2300	$1.2 \times 10^{-6}$	333
泥岩	2100	$1.3 \times 10^{-6}$	333

应力边界: 垂直地应力按照上覆岩层自重应力施加(27 MPa); 水平地应力值根据胜利油田地应力测量调查统计资料(水平最大压应力与深度  $h$  的关系为  $2.5 + 0.0226 h$  (MPa); 水平最小压应力与深度的关系  $1.5 + 0.015 h$  (MPa)。通过地应力与深度关系计算得到, 最大水平地应力为 27.1 MPa, 最小水平地应力为 18.3 MPa。

温度场初始及边界条件: 油藏初始温度为 50 度, 不考虑四周与外界的热交换, 顶底层存在热交换, 盖底层温度为 48 度, 油藏与盖底层热交换系数为 149600  $\text{J}/(\text{d} \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{m})$

渗流场初始及边界条件: 油藏初始压力为 1320 kPa, 初始含油饱和度为 0.7, 四周及顶底层质量流量为零, 注汽井为定流量边界, 注汽量为  $180 \text{ m}^3/\text{d}$ , 生产井为定井底压力边界, 井底压力为 3 MPa。

生产过程控制: 模拟的是八口井同时蒸汽吞吐生产后转蒸汽驱生产过程, 吞吐阶段, 注汽 10 天, 焖井 5 天, 然后开井生产, 开井生产时间为 270 天, 随着吞吐周期的增加, 生产时间逐渐减少到 200 天, 以提高热效率, 蒸汽吞吐生产 20 周期, 4860 天, 大约 13 年, 然后转蒸汽驱, 蒸汽驱阶段, 采用 GD9-14-4 井注汽, 其余井生产。

为了考虑井组单井在极限情况下的三场变化情况, 现以 R9-14-4 井只注汽而其它井只采油工况为例, 模拟该井在只注汽时套管温度及井壁应力场的变化规律, 模拟结果见下图 3~图 7 所示:

从图 3 看出, GDR9-14-4 井注汽 50 天后, 即生产 4910 天时, 近井温度达到  $235^{\circ}\text{C}$ , 温度影响范围为 80 m 左右, 如果继续注汽必然会引起该井井壁温度的进一步升高, 因此这种只注不采的工况对单井的受力是很不利的, 很可能会由于温度过高而引起热力套损。各生产井之间仍然基本是独立的, 其它生产井附近温度较吞吐时有所降低。从图 4 给出的注汽 50 天后的孔隙压力分布, 可以看出, 最高压力为 3.4 MPa, 油藏未动用区域压力维持稍高水平, 注汽井周围压力比生产井周围稍高, 有明显的压力梯度。

图 5、图 6、图 7 分别为注汽 50 天后 X 方向、Y 方向和 Z 方向的正应力分布。从结果可以看出, GDR2-19 井附近的 X 方向正应力最大, 为 33.5 MPa, 沿 X 正方向, 其它井应力数值稍小, 整个油层的应力比初始地应力提高, 这主要是由于开发引起的孔隙压

力降低所致,其中GDR9-14-4井附近X方向应力最低,其主要原因是该井进行了长时间的注汽,孔压增大,导致地应力降低。GDR2-19井附近的Y方向正应力最

大,为33.5 MPa,沿Y正方向,其它井Y方向应力数值稍小,GDR9-14-4井周围地应力最小。GDR2-21井附近的Z方向应力最大。

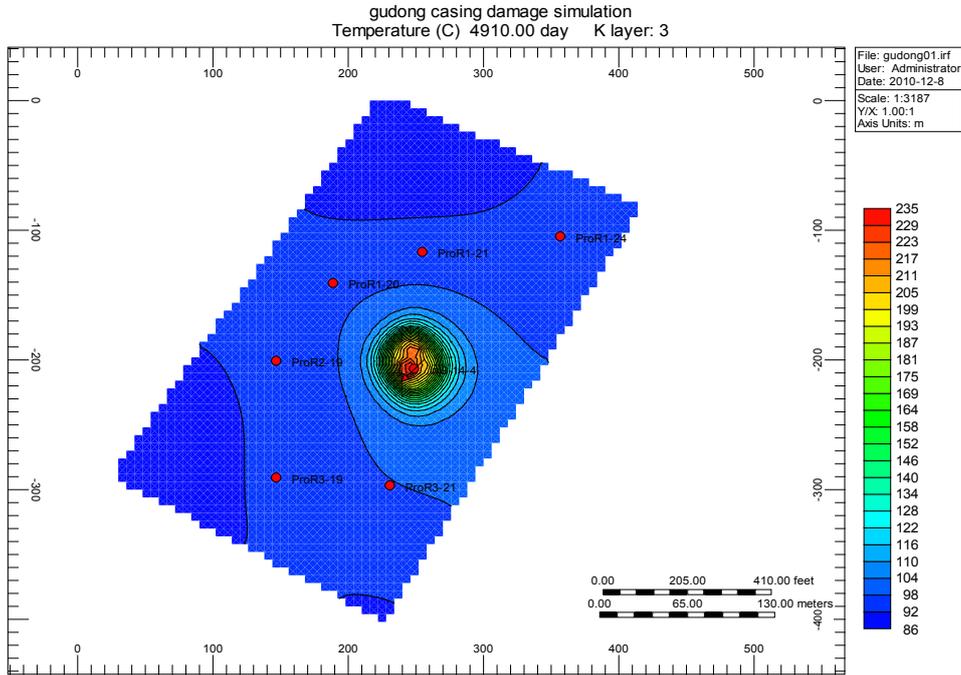


Figure 3. Thermal field on the 4910<sup>th</sup> day  
图 3. 第 4910 天温度场云图

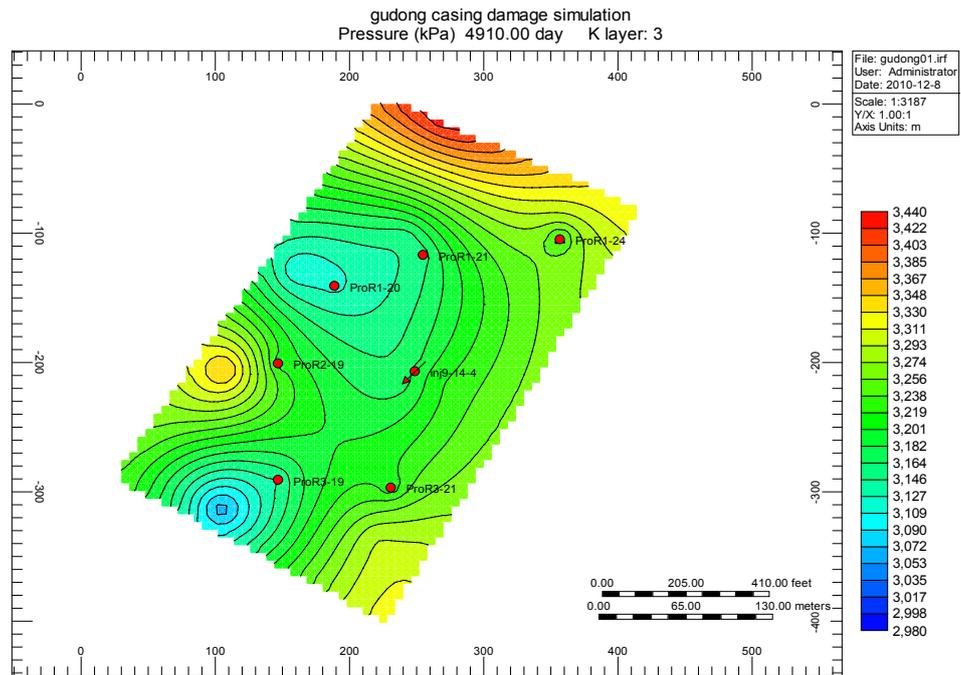


Figure 4. Pore pressure distribution on the 4910<sup>th</sup> day  
图 4. 第 4910 天孔隙压力云图

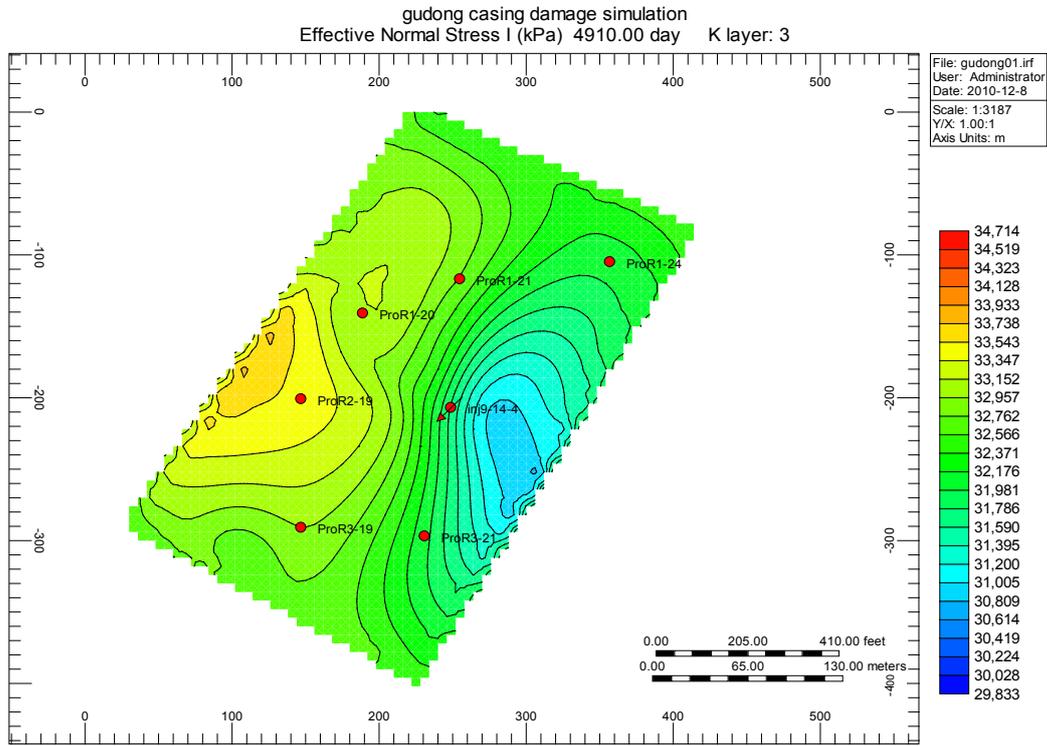


Figure 5. Effective first normal stress distribution on 4910<sup>th</sup> day  
图 5. 第 4910 天有效第一主应力图

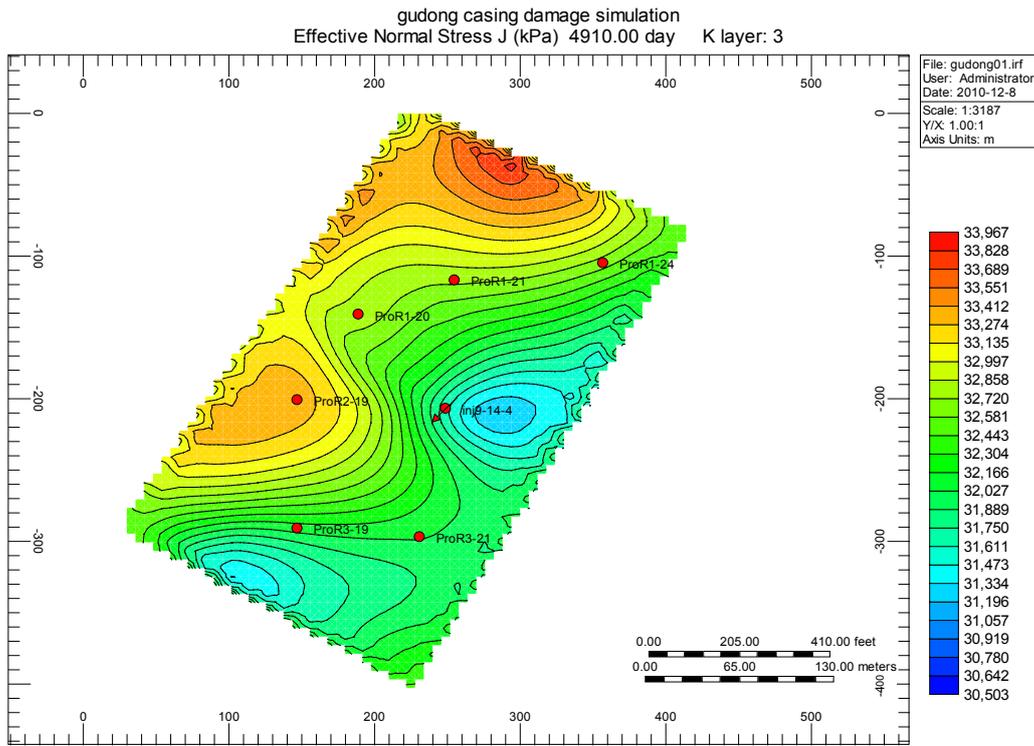


Figure 6. Effective second normal stress distribution on 4910<sup>th</sup> day  
图 6. 第 4910 天有效第二主应力图

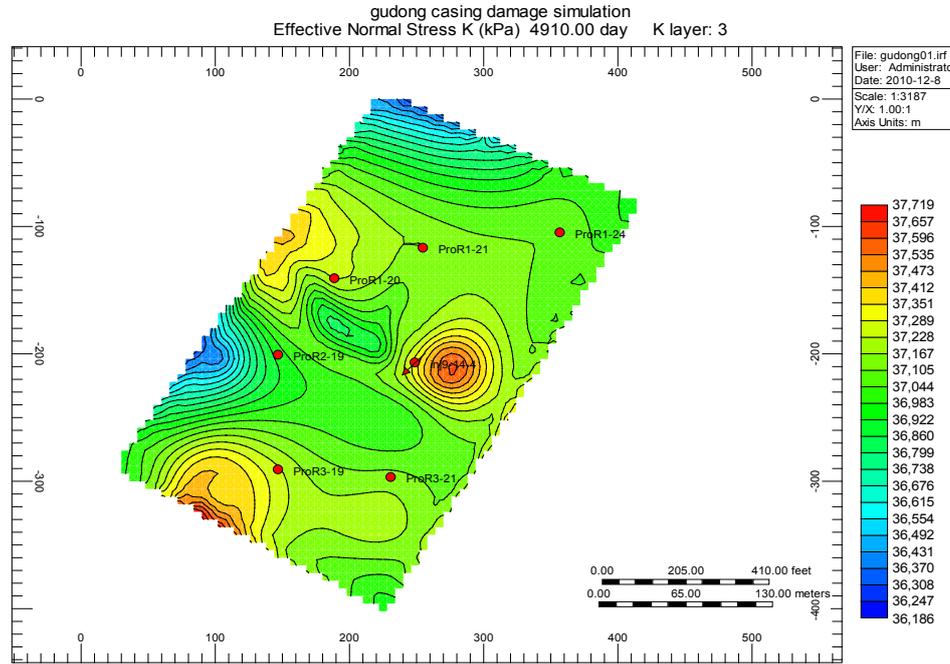


Figure 7. Effective second normal stress distribution on 4910<sup>th</sup> day  
图 7. 第 4910 天有效正应力 K 云图

图 8 为注汽 50 天后的位移场矢量图。从图 8 看出，GDR9-14-4 井连续注汽 50 天后，油藏总体位移方向是向西北方向，最大位移量发生在 GDR9-14-4 井附近。

图 9 为吞吐生产结束时井壁径向挤压力计算结果。

从图 9 看出，地层径向挤压力在各井井壁处达到最大值，其主要原因是：一方面，随着开发的进行，地层孔隙压力下降，在井壁附近孔隙压力下降幅度最大，尤其是在开井生产初期，套管内外压差很大，很容易引起套管损坏；另一方面，由于注入高温蒸汽对套管及地层的加热，套管温度升高，引起很大的热应力，同样会在井壁处产生应力集中，两种应力集中叠加的结果使得套管处于更不利状态，加剧套管了损坏。吞吐生产结束时 R9-14-4 井壁径向挤压力达到最大值为 85 MPa，R9-14-4 井在连续注汽 50 天后挤压力达到 88 MPa，如果超过套管抗挤强度，就会发生套管损坏，这种只注不采的工作制度对套管的受力是很不利的，要避免油井的这种极限工作情况，可以采取间歇注汽的方法进行蒸汽驱开采。

## 5. 结论

本文建立了考虑渗流 - 温度 - 应力耦合的热采过

程数学模型，基于孤东油田 R2-21 井组地质及井资料建立了该井组地质模型，并形成了热采过程数值模型，对该井组热采过程进行了数值模拟，根本井组热采过程三场参数数值模拟结果分析，得到主要结论如下：

1) 随着蒸汽吞吐周期数的增大，油层温度逐渐升高，单井温度影响范围逐渐增大，但由于蒸汽吞吐过程单井加热范围有限，各吞吐井之间温度场相对独立，近井和油层之间温度梯度较大。

2) 注汽结束后，近井油层孔隙压力有所提高，生产结束后，油层压力大幅度降低。由于油层的非均质性较强，并且局部存在尖灭地带，使得渗流场的压力传播在这些区域的传播较困难，减缓了油层油水运移的速度。

3) 在开发初期，随着注汽的进行，油层水平及垂直地应力随着孔隙压力升高而有所降低，由于受到渗流场及地质情况的影响，这种地应力变化也不均匀。

4) 油藏开发一段时间后，孔隙压力整体下降，同时，地应力升高，并导致了油层位移的变化。

5) 吞吐结束后，整个油层的应力比初始地应力增大，GDR2-19 井附近的 X 方向正应力最大，为 32.7 MPa，沿 X 正方向 GDR1-21 及 GDR3-19 井附近 Y 向位移最大，达到 1.8 cm，沿负 Y 方向。GDR2-21 井附近

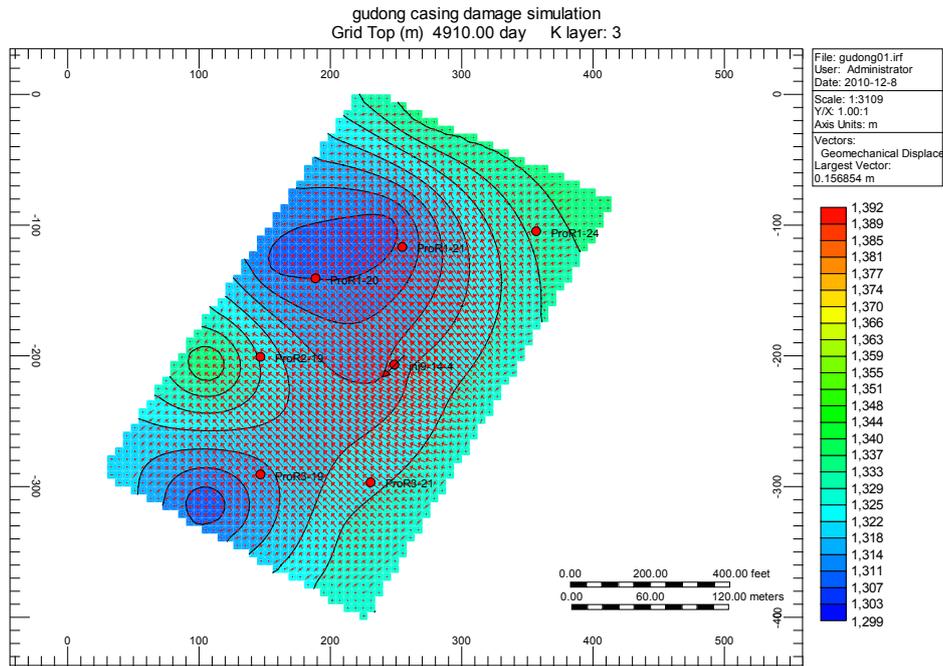


Figure 8. Displacement vector map on 4910<sup>th</sup> day  
图 8. 第 4910 天位移场矢量云图

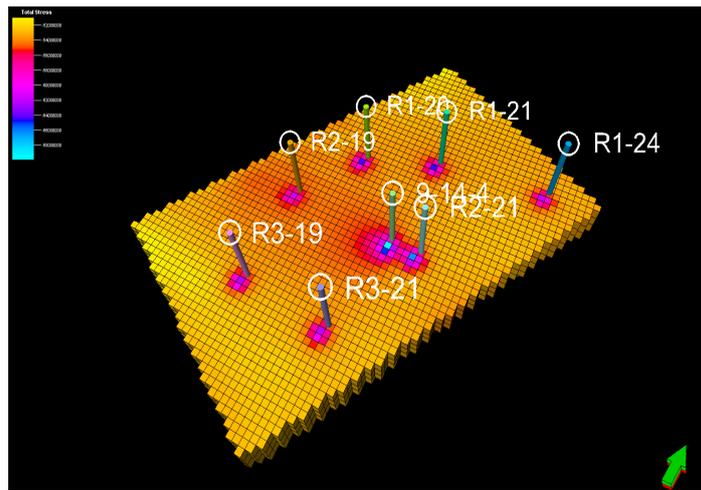


Figure 9. Radial extrusion pressure distribution of well-bore after Huff and puff production  
图 9. 吞吐生产结束时井壁径向挤压力分布

的 Z 方向应力最大，其次是 GDR3-19 井，说明这两口井附近孔隙压力在开采过程减小幅度较大。

### 参考文献 (References)

[1] 王仲茂, 卢万恒, 胡江明. 油田油水井套管损坏的机理及防治[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.  
[2] 仇伟德, 赵怀文. 套管的挤压分析[J]. 石油学报, 1995, 16(2): 99-108.  
[3] 房军, 谷玉洪, 米丰珍. 非均匀载荷作用下套管挤压失效数

值分析[J]. 石油机械, 1999, 27(7): 34-37.  
[4] 张效羽. 套管有限元计算的若干问题分析[J]. 天然气工业, 2001, 21(1): 62-65.  
[5] 高宝奎. 高温引起的套管附加荷载实用计算模型[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(1): 8-10.  
[6] 刘建军, 刘先贵, 胡雅初. 低渗透储层流固耦合渗流规律研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2002, 21(1): 48-54  
[7] 黄小兰, 刘建军, 杨春和. 注水油田剪切套损机理研究与数值模拟[J]. 武汉工业学院学报, 2009, 28(3): 94-97.  
[8] 沈全富, 刘绍轩, 刘建军. 防止套管损坏的允许压力界限的确定[J]. 河北科技师范学院学报, 2007, 21(1): 45-47.  
[9] 黄小兰, 杨春和, 刘建军等. 不同含水情况下的泥岩蠕变试

- 验及其对油田套损影响研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2010, 29(S2): 3477-3482
- [10] 尹中民. 三维有限元方法油水井套管损坏数值模拟技术[J]. 大庆石油地质与开发, 1995, 9(2): 134-137.
- [11] Yin Zhongmin, Shan Yehua. Estimation of 1D distribution of subsurface parallel fractures based on core data: Theory and application. *Scientia Geologica Sinica*, 1999, 8(3): 331-340.
- [12] 胡涛. 单井蒸汽驱生产动态的数值模拟及预测[J]. 西南石油学院学报, 1994, 16(2): 29-34.
- [13] 龚伟安. 套管损坏与套管受力状态[J]. 石油钻采工艺, 1983, 5(2): 39-41.