

第 73 期：CMG 页岩气开采数值模拟操作流程新编

IMEX 2017.10

编写人：孙明月

CMG 的 IMEX 模拟器和 GEM 模拟器都可以用于页岩气数值模拟研究，但两款模拟器侧重不同，应根据实际情况进行选择。IMEX 模拟器基于黑油模型，计算速度快（同一模型 IMEX 比 GEM 快 5 倍以上），适用于组分简单、无相态变化的干气藏模拟，**我国大多数页岩气藏属于此类气藏。** GEM 模拟器基于状态方程模型，适用于模拟复杂多组分的页岩气储层，例如北美很多页岩气藏多为湿气气藏，储层内有相态变化现象，气井会气液同采，这时就需要使用 GEM 模拟器。

我们在讲义《第 29 期：利用 CMG-GEM 组分模拟器模拟页岩气开采》中系统讲述了建立 GEM 页岩气开采模型的操作流程，但当时采用的是 2015 版之前的水力压裂设置方式，在 2015 及后续的版本里，CMG 水力压裂模拟设置有了多项重大改进和优化，旧讲义已不能满足新版软件要求；同时现在也需要开发一个更适用于国内用户的 IMEX 页岩气模拟操作流程。为此，我们推出本讲义。

本文讲解使用 IMEX 模拟器模拟单水平井页岩气储层面压裂和体积压裂模拟的完整操作流程，并比较不同压裂规模下的历史拟合效果。水平井段长度约 290m，埋深约 290m，投产前压裂，包含 6 个月生产动态（日报）数据。

目 录

1.	启动 CMG Launcher.....	3
2.	使用 Builder 创建页岩气模拟模型	3
2.1	启动 Builder.....	3
2.2	创建油藏描述数据.....	4
2.3	创建组分属性部分.....	6
2.4	创建相对渗透率数据.....	6
2.5	设定气相吸附数据.....	7
2.6	创建初始条件.....	7
2.7	井和动态部分.....	8
2.8	设置输入/输出控制部分	13
3.	运行 IMEX 模型.....	14
4.	页岩水力压裂平面裂缝模型建立	15
5.	页岩水力压裂体积裂缝模型建立	19
6.	手动历史拟合	23
7.	名词解释	25
	天然裂缝孔隙度.....	25
	天然裂缝渗透率.....	26

1. 启动 CMG Launcher

双击 **CMG** 图标，启动 **CMG Launcher**

选择菜单项 **Project**，然后选择 **Add Project**

浏览，然后选择存储数据的文件夹

将“Project Description”模型定义为“BASIC SHALE GAS MODELS”

选择 **OK**，退回到 **CMG Launcher**

2. 使用 Builder 创建页岩气模拟模型

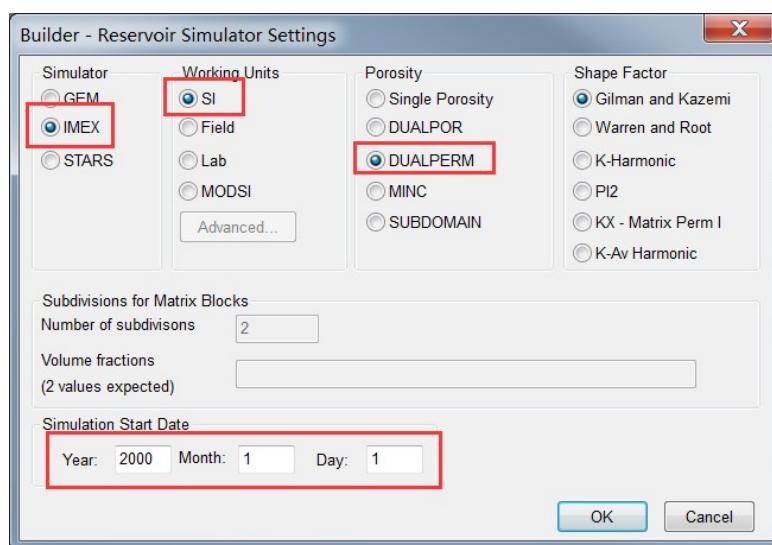
2.1 启动 Builder

启动 **Builder** 图标。单击 **File**，选择 **New**，新建一个模型。

选择以下选项：

- **IMEX** 模拟器，**SI** 单位，**DUALPERM(双渗模型)**，**Gilman and Kazemi**
- 模拟起始日期 **2000-01-01**

单击 **OK** 两次。



2.2 创建油藏描述数据

单击 **Reservoir** 选项卡，单击  按钮，选择 **Create Grid**，来创建网格，然后选择 **Cartesian...**

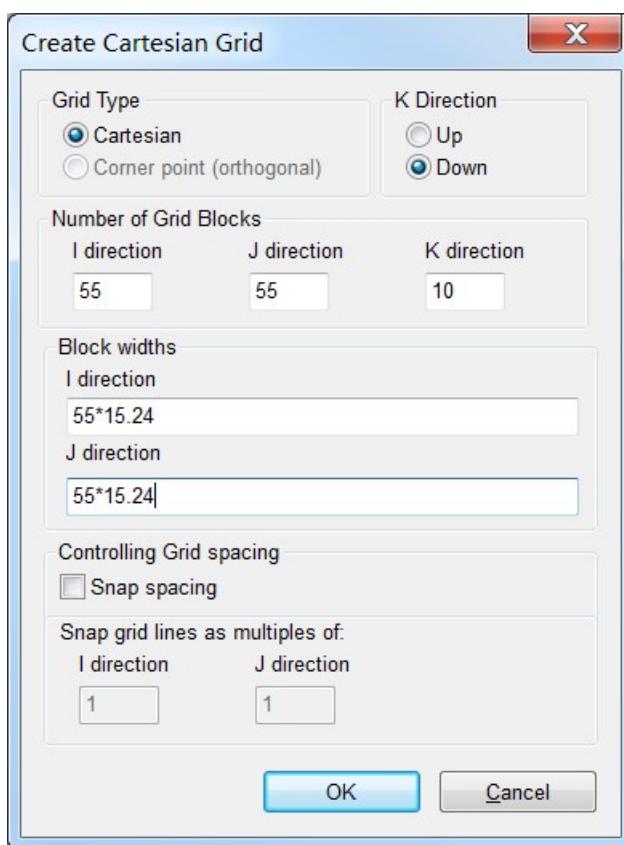
输入以下内容：

输入 **55** 表示 I 方向的网格数，**55** 表示 J 方向的网格数，**10** 表示 K 方向网格数。

在 I 方向框中输入 **55*15.24**，表示每个网格 I 方向步长均为 **15.24 m**

在 J 方向框中输入 **55*15.24**，表示每个网格 J 方向步长均为 **15.24 m**

点击 **OK**

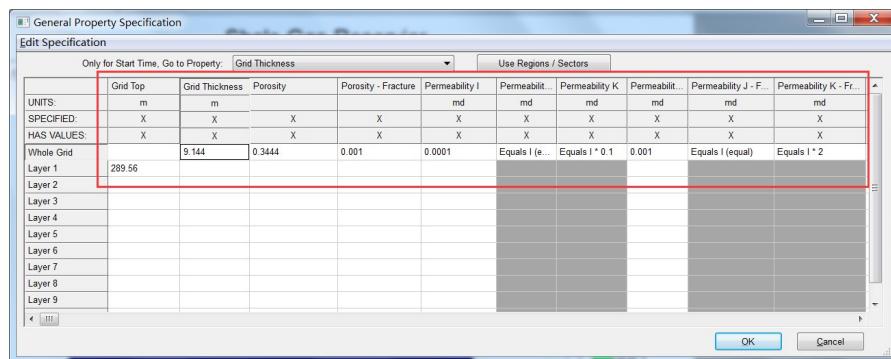


单击工具栏中的快捷键 **Probe Mode**  (探测模式)。

现在可以在屏幕顶部中间选择 **Specify Property** 和 **Calculate Property** 按钮。单击 **Specify Property** 按钮，输入下列数值：(注意：单位将自动加载)

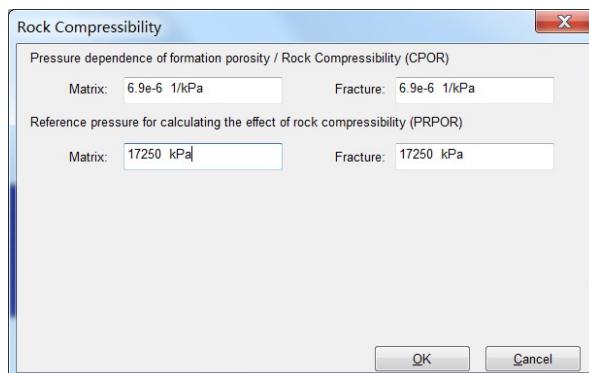
- 顶部深度 **Grid Top: 289.56 m** (第一层)

- 网格厚度 Grid Thickness: 所有图层均为 9.144 m
- 基质孔隙度 Matrix Porosity: 所有网格数值均为 0.03444
- 天然裂缝孔隙度 Fracture Porosity: 所有网格数值均为 1e-3
- 天然裂缝间距 Fracture Spacing I 和 J 方向: 15.24 m, K 方向裂缝间距 0 m
 - ◆ 因为一般不会有 K 方向裂缝。
- I/J 方向基质渗透率: 所有网格均为 0.0001 md
- K 方向基质渗透率: 0.00001 md
- I/J 方向天然裂缝渗透率为: 1e-3 md,
- K 方向天然裂缝渗透率为: 2e-3 md



回到油藏参数设置中来，在 Reservoir 标签下，双击 Rock Compressibility，在 Rock Compressibility 表格里输入 $6.9 \times 10^{-6} \text{ 1/kPa}$ ，在 Reference Pressure 表格里输入 17250 kPa ，基质和裂缝赋值参数相同，点击 OK。

只需输入数值，单位将自动加载。现在油藏部分的复选标记应该是绿色的了，表示有油藏描述部分全部完成。

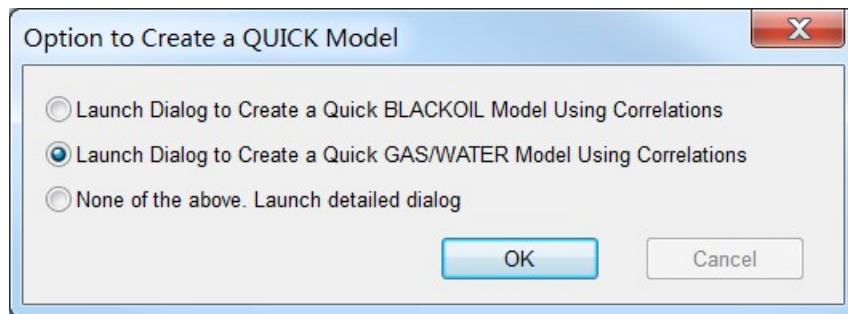


保存数据，单击 File，然后选择 Save As。保存文件名为 Shale Gas model.dat

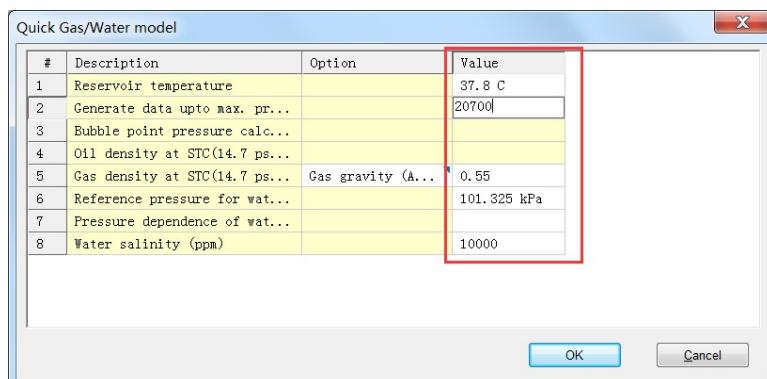
2.3 创建组分属性部分

在 Components 栏中单击 ，然后选择 Model。

在 Option to Create a QUICK Model 栏中，选择气-水模型 GAS/WATER，单击 OK。



设置油藏温度为 37.8°C，最大压力设置为 20700 kPa，气体比重按照甲烷分子量与空气分子量之比为 0.55。其它保留为默认值。



单击 OK。

2.4 创建相对渗透率数据

从 Rock-Fluid 岩石流体部分，单击 Create/Edit Rock Types。

单击 按钮选择 New Rock Type

选择 Tools，然后选择 Generate Table Using Correlation

输入下面的参数：

SWCON	0.2
SWCRIT	0.2
SGCON	0.05
SGCRIT	0.05
KRWIRO	0.8
KRGCL	0.8
2Exponent for Krw	2.0
Exponent for Krgcl	2.0

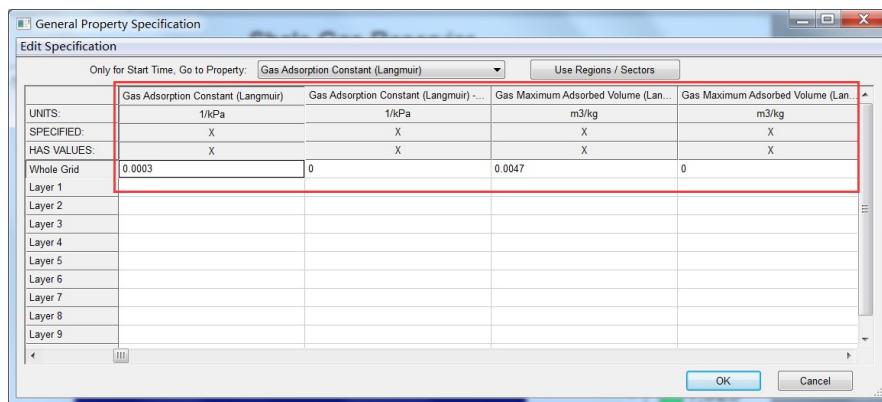
点击 Apply, OK 创建相渗数。

2.5 设定气相吸附数据

在 Builder 中的 **Reservoir** 部分，输入 Langmuir 吸附等温曲线模型和岩石密度的数值，与渗透率等油藏参数输入方式一样。

单击 **Specify Property**，输入以下数值：(注意单位是自动添加的)

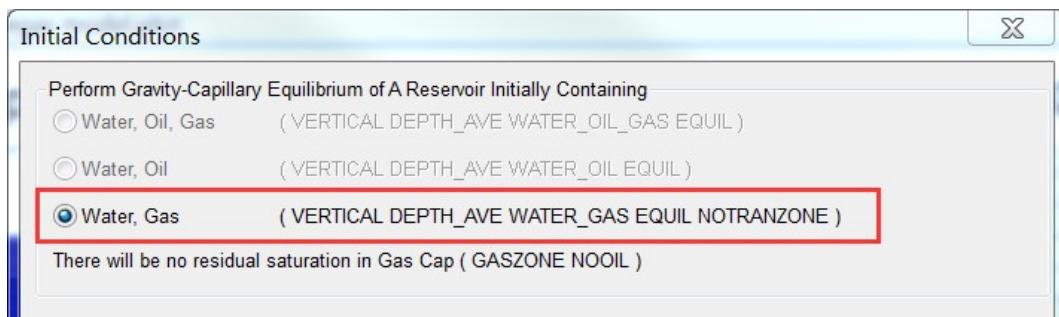
- **Gas Maximal Adsorbed Volume (Langmuir) – Matrix: 0.0047 m³/kg (ADGMAXC)**
- **Gas Maximal Adsorbed Volume (Langmuir) – Fracture: 0.0 m³/kg**
- **Gas Adsorption Constant (langmuir) - Matrix: 0.0003 1/ kPa (ADGCSTC)**
- **Gas Adsorption Constant (langmuir) - Fracture: 0.00 1/ kPa**
- **Rock Density: 1923 kg / m³**



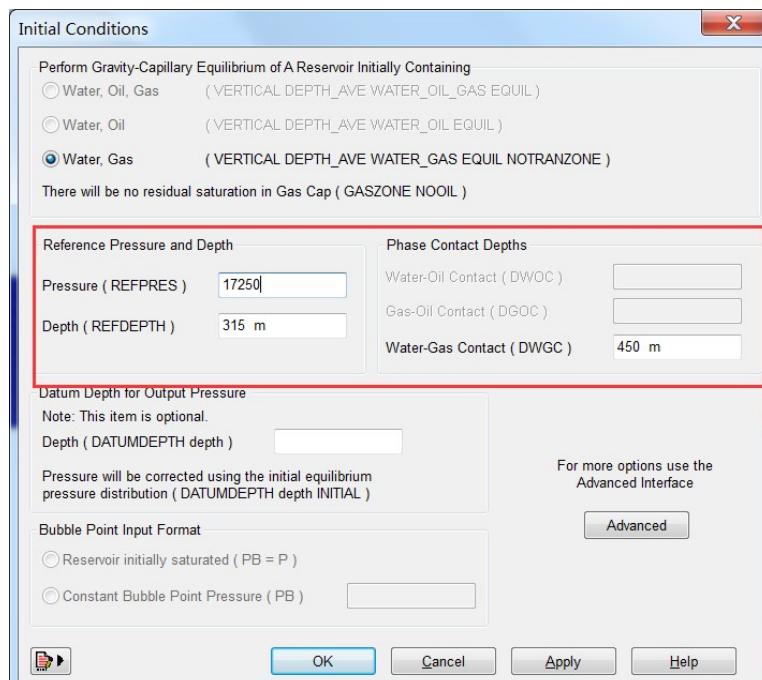
2.6 创建初始条件

在顶部菜单栏中选择 **Initial Conditions**，单击 **Initialization Setting**。

选择 **Water, Gas** 作为储层中的初始流体，以执行垂向深度重力-毛细管平衡计算。



然后输入参考深度 **315m** 和参考压力 **17250kPa**，水气接触面深度 **450m**。单击 **Apply** 和 **OK**：



2.7 井和动态部分

我们将在第 **5** 层钻一口水平井，I 方向从网格 **22 28 5** 延伸到 网格 **40 28 5**。右击 **Wells**，然后选择 **New**。现在可以添加一口新井，井命名为 **Well-1**，井类型选择 **PRODUCER**。

Create New Well

ID & Type

Constraints	Name:	Enter a single well name
Multipliers	<input checked="" type="checkbox"/> Add multiple wells numbered	
Wellbore	Type:	PRODUCER
Injected Fluid	Group:	<None>

In order to keep the new type the Constraints tab must be selected.

转到 **Well→Import Production/Injection Data**，浏览生成动态文件 **Production Data.prd**。如果生产数据还在 **Excel** 中，复制所有数据，粘贴到文本编辑器中，另存为 **Production Data.prd**，之后便可以浏览。

单击 **Next**。

Import Production/Injection Data

Step 1: Choose the file containing well production data

For the Generalized File Reading of production, injection, or pressure data:

1. The data should be organized into columns, with one type of data in each column.
2. The data can be read in free or fixed format mode.
3. A well name must be one of the columns of data, or the well name is identified by unique text (eg. Well: 03-17, in which case the unique text is Well:).

Please verify that years are 4 digits, since a 2 digit year is not accepted.

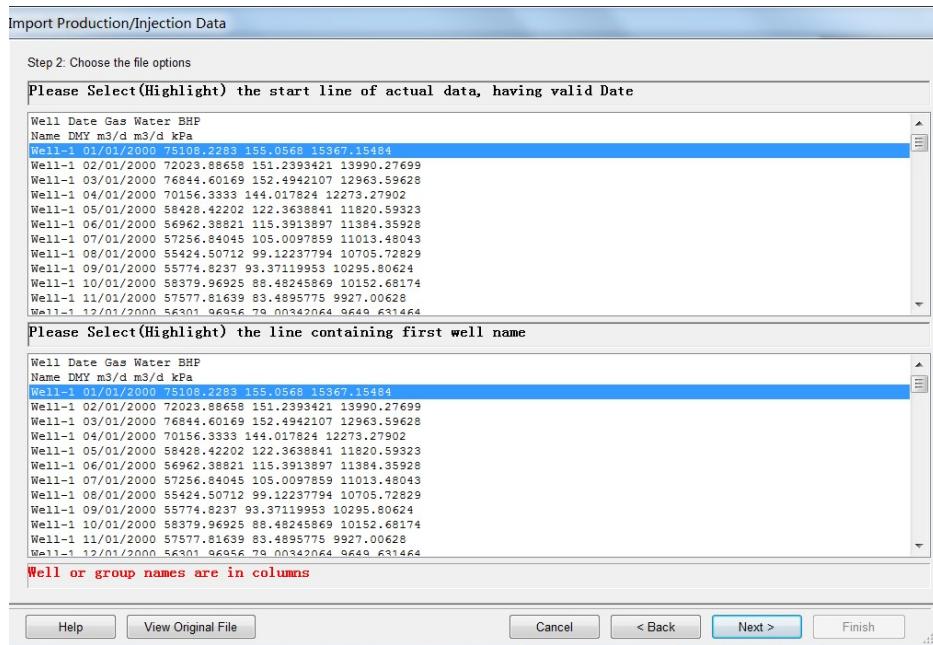
Select type of production/injection data file:

General ▾

Name of the file containing the well production/injection data:

D:\New Shale Gas and Tight Oil Tutorials\Production Data.prd

高亮显示包括生产数据的第一行，同时高亮显示下面窗口中包括井名的第一行。单击 **Next**。



Import Production/Injection Data																																																																																																													
Step 3: Choose delimiters																																																																																																													
<input checked="" type="checkbox"/> Tab <input checked="" type="checkbox"/> Space <input checked="" type="checkbox"/> Comma <input checked="" type="checkbox"/> Semicolon Others: <input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Delete"/> <input checked="" type="checkbox"/> Treat Consecutive Separators as one																																																																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th></tr> <tr> <th>Well</th><th>Date</th><th>Gas</th><th>Water</th><th>BHP</th></tr> <tr> <th>Name</th><th>DMY</th><th>m3/d</th><th>m3/d</th><th>kPa</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Well-1</td><td>01/01/2000</td><td>75108.2283</td><td>155.0568</td><td>15367.15484</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>02/01/2000</td><td>72023.88658</td><td>151.2393421</td><td>13990.27699</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>03/01/2000</td><td>76844.60169</td><td>152.4942107</td><td>12963.59628</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>04/01/2000</td><td>70156.3333</td><td>144.017824</td><td>12273.27902</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>05/01/2000</td><td>58428.42202</td><td>122.3638841</td><td>11820.59323</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>06/01/2000</td><td>56962.38821</td><td>115.3913897</td><td>11384.35928</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>07/01/2000</td><td>57256.84045</td><td>105.0097859</td><td>11013.48043</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>08/01/2000</td><td>55424.50712</td><td>99.12237794</td><td>10705.72829</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>09/01/2000</td><td>55774.8237</td><td>93.37119953</td><td>10295.80624</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>10/01/2000</td><td>58379.96925</td><td>88.48245869</td><td>10152.68174</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>11/01/2000</td><td>57577.81639</td><td>83.4895775</td><td>9927.00628</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>12/01/2000</td><td>56301.96956</td><td>79.00342064</td><td>9649.631464</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>13/01/2000</td><td>55189.81553</td><td>75.05911788</td><td>9485.183466</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>14/01/2000</td><td>54489.58772</td><td>71.5575609</td><td>9333.714085</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>15/01/2000</td><td>54988.11834</td><td>67.74385326</td><td>9242.984739</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>16/01/2000</td><td>55677.19782</td><td>64.56069703</td><td>9073.95507</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>17/01/2000</td><td>55203.49917</td><td>60.89753186</td><td>8935.072733</td></tr> <tr><td>Well-1</td><td>18/01/2000</td><td>55624.72568</td><td>58.80550201</td><td>8909.757606</td></tr> </tbody> </table>					1	2	3	4	5	Well	Date	Gas	Water	BHP	Name	DMY	m3/d	m3/d	kPa	Well-1	01/01/2000	75108.2283	155.0568	15367.15484	Well-1	02/01/2000	72023.88658	151.2393421	13990.27699	Well-1	03/01/2000	76844.60169	152.4942107	12963.59628	Well-1	04/01/2000	70156.3333	144.017824	12273.27902	Well-1	05/01/2000	58428.42202	122.3638841	11820.59323	Well-1	06/01/2000	56962.38821	115.3913897	11384.35928	Well-1	07/01/2000	57256.84045	105.0097859	11013.48043	Well-1	08/01/2000	55424.50712	99.12237794	10705.72829	Well-1	09/01/2000	55774.8237	93.37119953	10295.80624	Well-1	10/01/2000	58379.96925	88.48245869	10152.68174	Well-1	11/01/2000	57577.81639	83.4895775	9927.00628	Well-1	12/01/2000	56301.96956	79.00342064	9649.631464	Well-1	13/01/2000	55189.81553	75.05911788	9485.183466	Well-1	14/01/2000	54489.58772	71.5575609	9333.714085	Well-1	15/01/2000	54988.11834	67.74385326	9242.984739	Well-1	16/01/2000	55677.19782	64.56069703	9073.95507	Well-1	17/01/2000	55203.49917	60.89753186	8935.072733	Well-1	18/01/2000	55624.72568	58.80550201	8909.757606
1	2	3	4	5																																																																																																									
Well	Date	Gas	Water	BHP																																																																																																									
Name	DMY	m3/d	m3/d	kPa																																																																																																									
Well-1	01/01/2000	75108.2283	155.0568	15367.15484																																																																																																									
Well-1	02/01/2000	72023.88658	151.2393421	13990.27699																																																																																																									
Well-1	03/01/2000	76844.60169	152.4942107	12963.59628																																																																																																									
Well-1	04/01/2000	70156.3333	144.017824	12273.27902																																																																																																									
Well-1	05/01/2000	58428.42202	122.3638841	11820.59323																																																																																																									
Well-1	06/01/2000	56962.38821	115.3913897	11384.35928																																																																																																									
Well-1	07/01/2000	57256.84045	105.0097859	11013.48043																																																																																																									
Well-1	08/01/2000	55424.50712	99.12237794	10705.72829																																																																																																									
Well-1	09/01/2000	55774.8237	93.37119953	10295.80624																																																																																																									
Well-1	10/01/2000	58379.96925	88.48245869	10152.68174																																																																																																									
Well-1	11/01/2000	57577.81639	83.4895775	9927.00628																																																																																																									
Well-1	12/01/2000	56301.96956	79.00342064	9649.631464																																																																																																									
Well-1	13/01/2000	55189.81553	75.05911788	9485.183466																																																																																																									
Well-1	14/01/2000	54489.58772	71.5575609	9333.714085																																																																																																									
Well-1	15/01/2000	54988.11834	67.74385326	9242.984739																																																																																																									
Well-1	16/01/2000	55677.19782	64.56069703	9073.95507																																																																																																									
Well-1	17/01/2000	55203.49917	60.89753186	8935.072733																																																																																																									
Well-1	18/01/2000	55624.72568	58.80550201	8909.757606																																																																																																									

Import Production/Injection Data

Step 4: Choose column details

Note: For date formats that span multiple columns (eg. 26 02 1998), please do selection for each column.

	1	2	3	4	5
Identifier	Well/Group...	Date/ Time	Gas Produced	Water Prod...	Well Bottom-hole P...
Related info		DMY (eg....)	Producing ...	Producing ...	
Units			m3/day	m3/day	kPa
Expected ...			Daily	Daily	
Missing d...			zero(take ...	zero(take ...	
1	Well	Date	Gas	Water	BHP
2	Name	DMY	m3/d	m3/d	kPa
3	Well-1	01/01/2000	75108.2283	155.0568	15367.15484
4	Well-1	02/01/2000	72023.88658	151.2393421	13990.27699
5	Well-1	03/01/2000	76844.60169	152.4942107	12963.59628
6	Well-1	04/01/2000	70156.3333	144.017824	12273.27902
7	Well-1	05/01/2000	58428.42202	122.3638841	11820.59323
8	Well-1	06/01/2000	56962.38821	115.3913897	11384.35928
9	Well-1	07/01/2000	57256.84045	105.0097859	11013.48043
10	Well-1	08/01/2000	55424.50712	99.12237794	10705.72829
11	Well-1	09/01/2000	55774.8237	93.37119953	10295.80624
12	Well-1	10/01/2000	58379.96925	88.48245869	10152.68174
13	Well-1	11/01/2000	57577.81639	83.4895775	9927.00628
14	Well-1	12/01/2000	56301.96956	79.00342064	9649.631464
...

Help View Original File Cancel < Back Next > Finish

Import Production/Injection Data

Step 5: Check well/group names and primary constraints.

Add All
Add Only Producer
Add Only Injectors
Add None
Add Only Matched

Injector name suffix for: Water injectors: iw

Gas injectors: ig

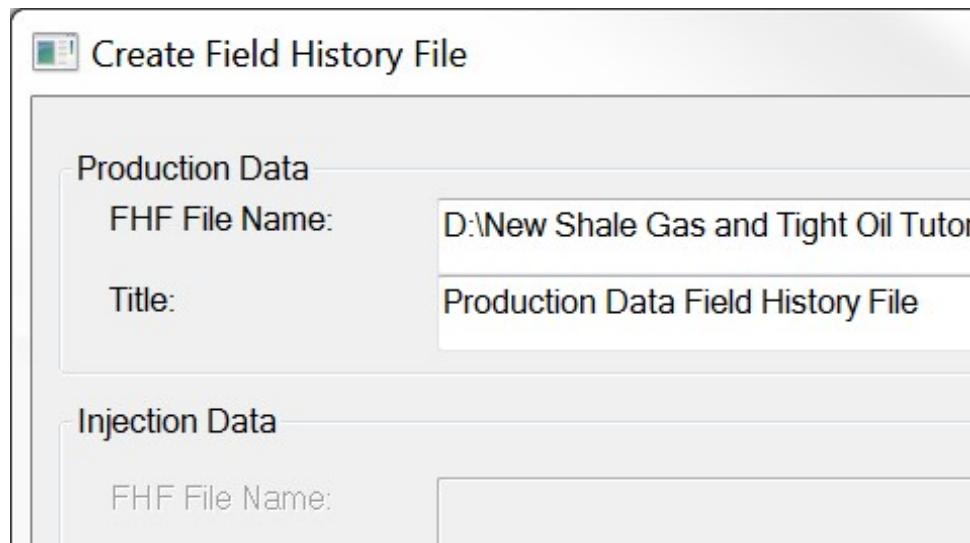
Solvent injectors: is

	Import Name	Group	Matched	New Name	Add	Primary
1	• Well-1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Gas P
2	∅ Well-1iw	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	Well B

单击 **Finish**。

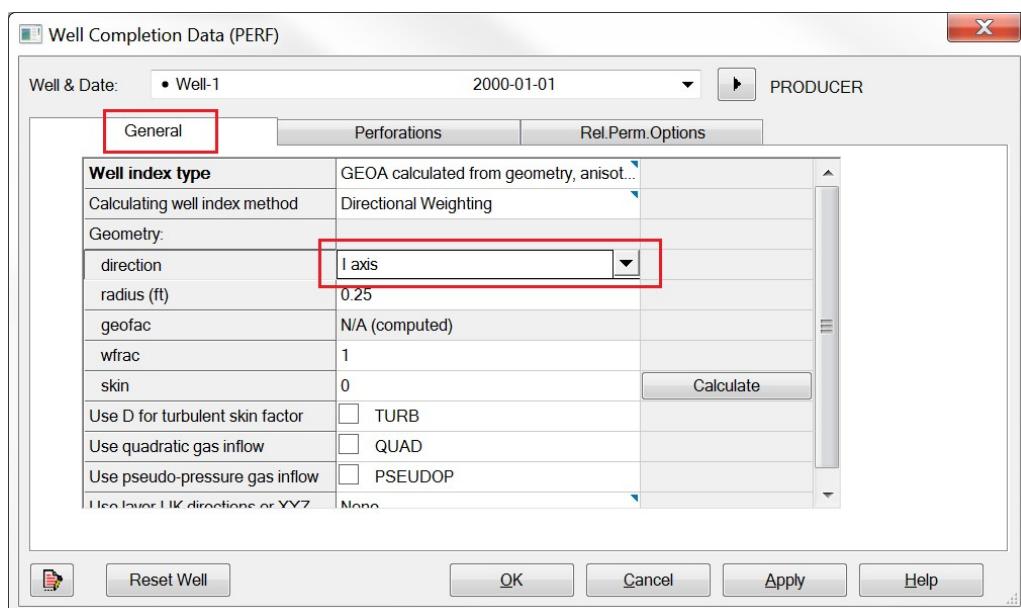
现在可以创建历史拟合文件了 (*.fhf)。如何将历史数据和模拟数据进行比较就需要此文件，可以用 Results Graph 打开。

转到 **Well → Create Field History File**，然后提供所需要的文件名



在树形图中，展开 **Wells, Well-1**，双击 **2000-01-01 PERF**。

在下面 **General** 栏中。改变默认的 K 方向为 **I axis**，因为井是沿着 I-方向射孔，所以这样可以计算准确的井指数。



转到 **Perforations** 栏。

使用鼠标添加射孔，单击  按钮。将 **Well Completions Data** 窗口移到侧面，将射孔位置空出。单击井位置 **22 28 5** 一直到 **40 28 5**。除此之外，单击  按钮，手动输入井位坐标 **22:40 28 5**。

单击 **OK**。所有的部分都应该是绿的复选标记。

保存数据文件。

2.8 设置输入/输出控制部分

在树形图中单击 **I/O Control**

双击 **Titles And Case ID**。

输入 **Shale Gas Reservoir**，单击 **OK**。

双击 **Simulation Results Output**。

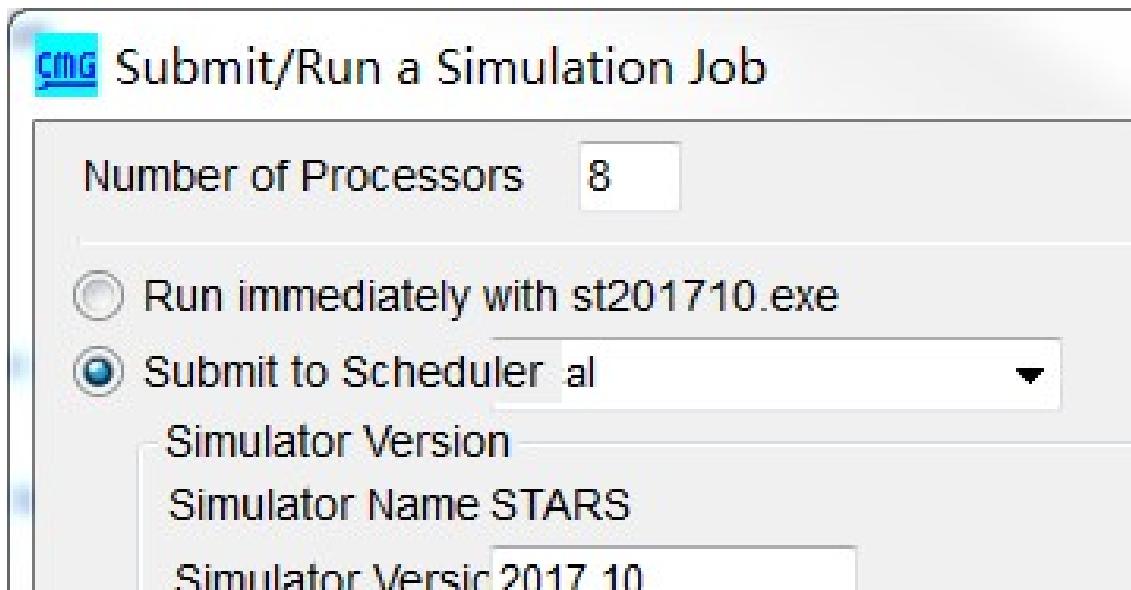
单击 **Select** 按钮，选择网格变量 (Select Grid Variables)。现在可以选择输出吸附气 **Adsorbed Mass Fraction of 'CH4' (ADS)** 用于查看。这里提供的几个与吸附相关的参数，在后处理模拟结果中可以看到。另外，选择 **Permeability in each direction (PERM)**。单击 **OK** 两次，然后保存数据。

将初始油藏更改为所有变量，如下所示：

Simulation Results File Writing			
Simulation result file name will consist of root name of the input file plus .irf e			
Frequency of Simulation Results File writing - When to write (WSRF)			
<input checked="" type="checkbox"/> +	Date/Time	Information	Writing Frequency
	Initial	Well	Specified frequency
<input checked="" type="checkbox"/> X	Initial	Grid	Every TIME or DATE keywords (
)
Items in Simulation Results File - What to write (OUTSRF)			
<input checked="" type="checkbox"/> +	Date/Time	Information	Variables selection
	Initial	Grid	Select grid variables
<input checked="" type="checkbox"/> X	Initial	Reservoir	All variables (ALL)

3. 运行 IMEX 模型

保存数据文件 **Shale Gas Model.dat**, 将其从 **CMG Launcher** 窗口拖拽到 **IMEX** 图标上进行运算。



选择提交到 **Scheduler** , 然后点击 **OK**

IMEX 在运算期间创建的新文件包括:

- a. **Shale Gas Model.out**, 输出结果文件, 可用文本编辑器直接查看
- b. **Shale Gas Model.irf**, 索引结果文件
- c. **Shale Gas Model.mrf**, 主结果文件
- d. **Shale Gas Model.log**, 运行日志文件, 包括运算信息

通过右击高亮显示目前的运算, 选择 **View Log file** , 你可以查看目前运算的情况。

如果模拟异常终止, 看*.log 文件估算出原因。如果有关于 **Array Dimensioning** 的错误, 转到 **I/O** 部分; 选择 **Run Time Dimensioning** , 增大相应的维数。

4. 页岩水力压裂平面裂缝模型建立

本文创建 4 条垂直缝在页岩气水平井段上。水平井沿着 I 方向钻穿网格 22:40，接下来，我们将在 22, 28, 34, 40 网格点进行多级压裂。

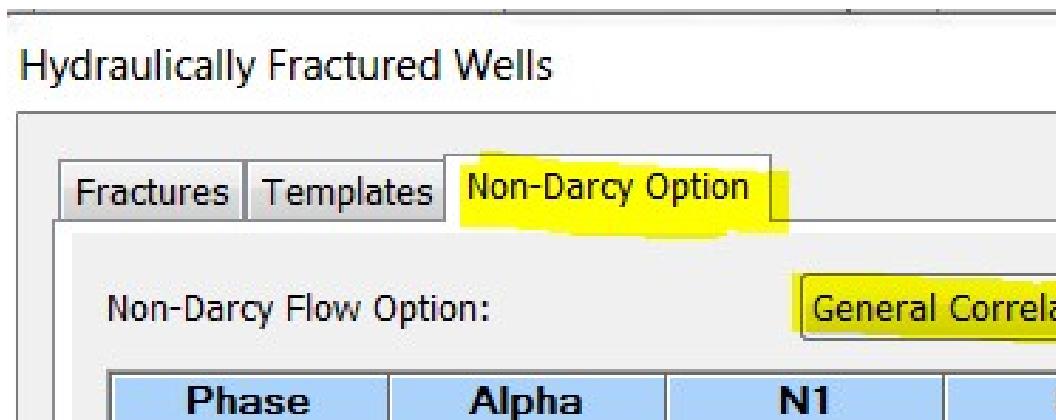
使用 **Builder 2017.10** 打开 Shale Gas Model.dat。

转到 **File**；另存为，改变文件名保存为 Shale Gas Model_HF.dat

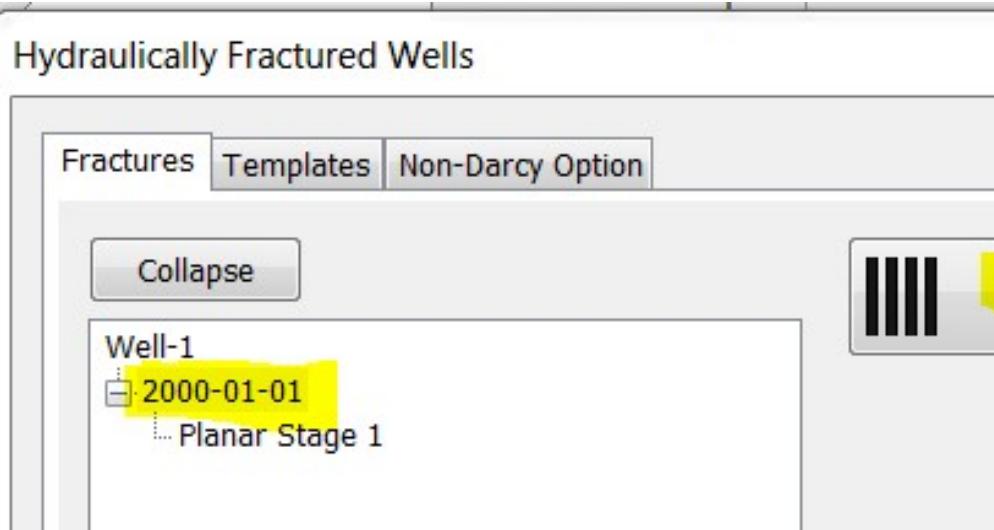
从 **Well** 下拉菜单中选择向导 **Hydraulic Fracturing...**

单击在 **Window** 顶部选择 **Non-Darcy Option**。

选择 **General Correlation**，输入下面额 **Forchheimer** 方程系数：

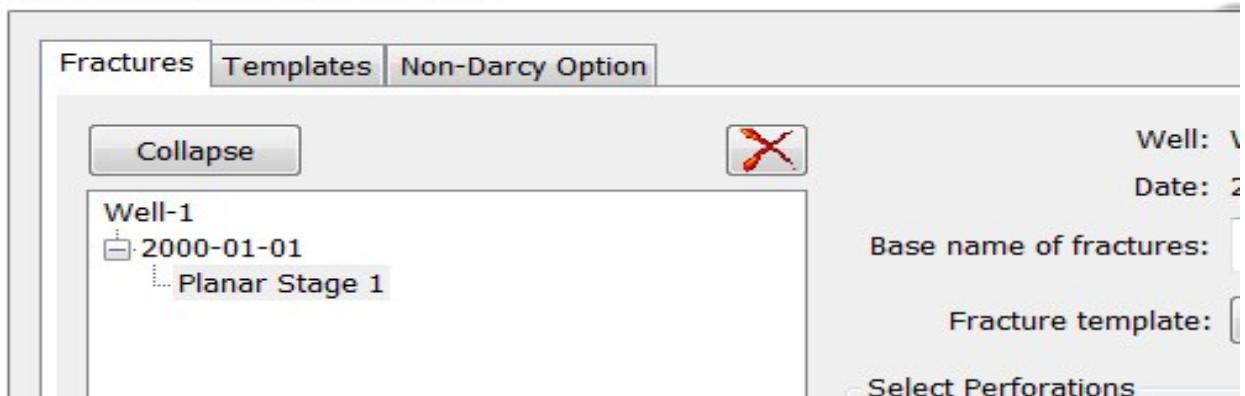


选择 **Fractures** 标签。单击时间点 **2000-01-01**，然后单击 **New Planar Fracture Stage**。



单击 **Edit** 按钮，下面是裂缝模板 **Template**。

Hydraulically Fractured Wells



进入 **Templates** 标签。在这个标签上，可以创建许多需要的模板。本文中只需要创建一个模板。

分配裂缝属性如下所示（对于次生裂缝不需要输入数值）：

Primary Fracture width (主裂缝宽度): 0.0003m

Intrinsic Permeability (固有裂缝渗透率): 10000 md

Tip Permeability (裂缝尖端渗透率): 5000 md

次生裂缝不需要输入数值....

Orientation (裂缝走向) (IDIR or JDIR): J axis

Number of refinements in I direction (I 方向网格加密条数): 7

Number of refinements in J direction (J 方向网格加密条数): 7

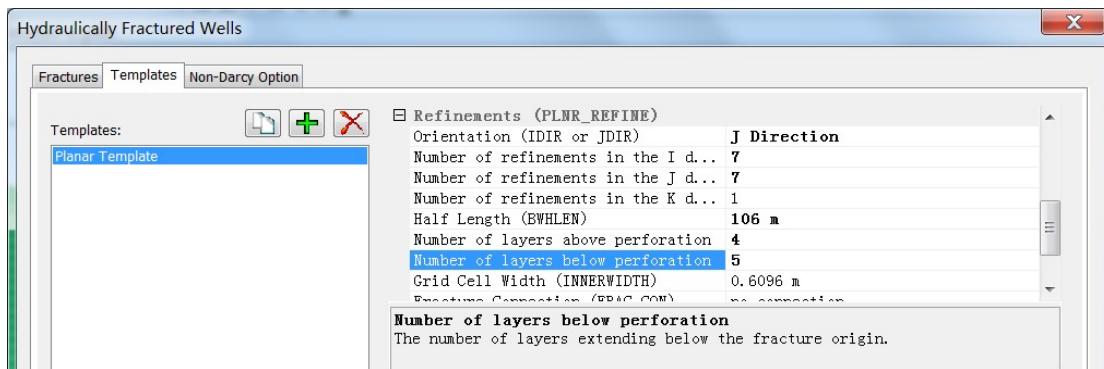
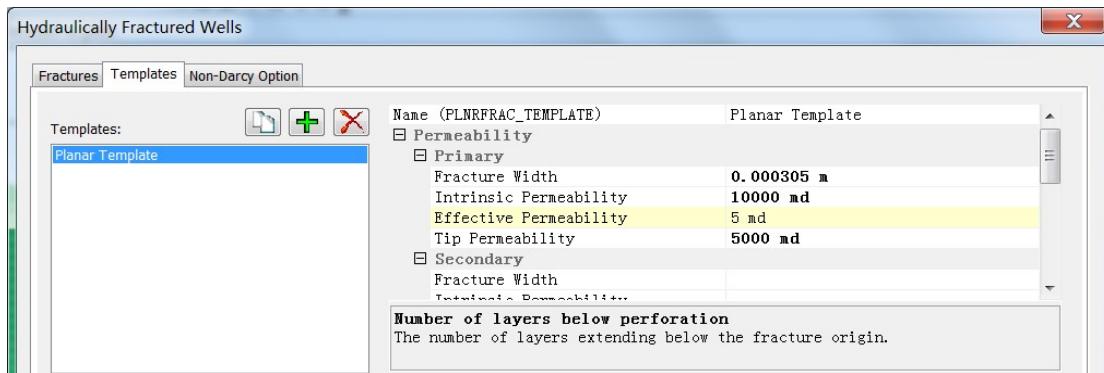
Number of refinements in K direction (K 方向网格加密条数): 1

Fracture Half Length (裂缝半长): 106.68 m

Number of layers above perforation (上部射开层数): 4

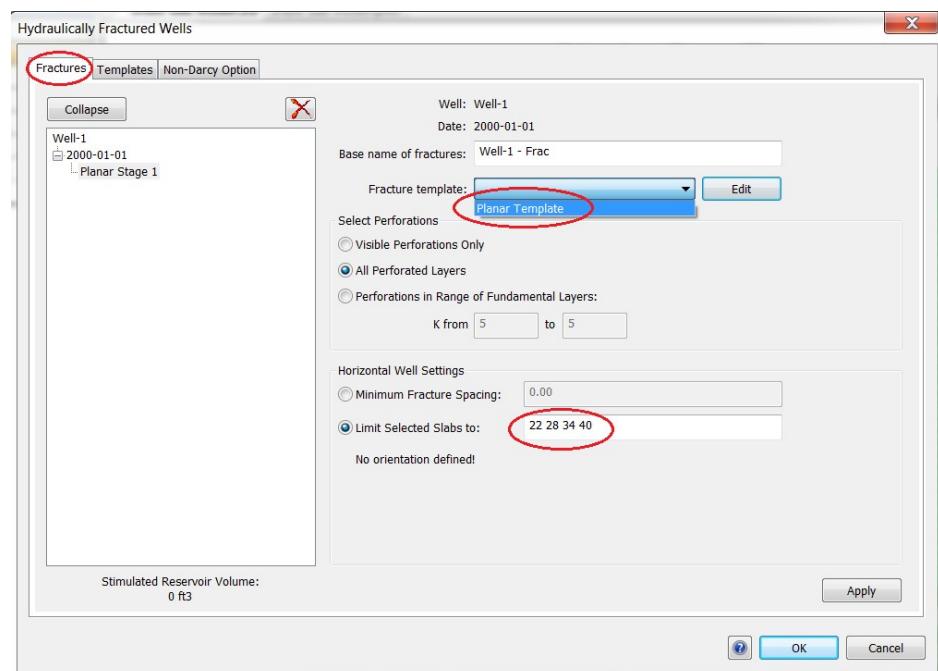
Number of layers below perforation (下部射开层数): 5

（假设裂缝压开上面 4 层和下面 5 层。垂向裂缝跨度从 2~11 层，裂缝高度为 91m。[9.1m/层 * 10 层]）



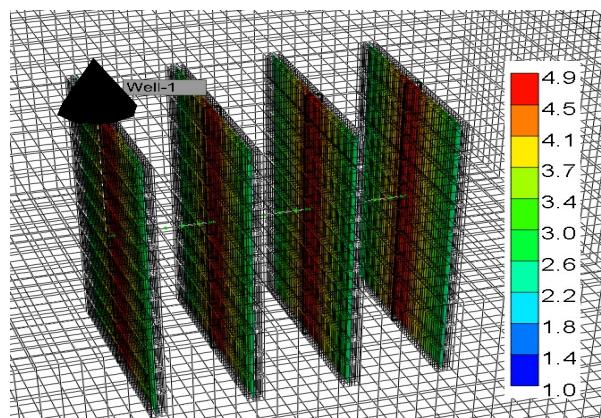
单击 **Apply** 按钮

进入 **Fracture** 栏再次选择创建的模板如下面所示。由于这些算例值需要在 I 方向 **22, 28, 34, 40** 上压裂；转到选择限制压裂条数的框里，输入这些数值。



单击 **Apply** 按钮。你可以看到 4 条人工裂缝创建出来。

保存模型。

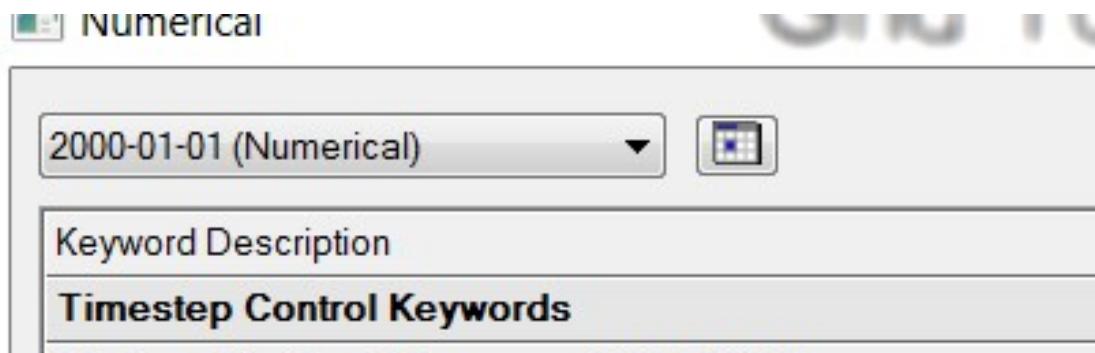


现在可以拖放 **Shale Gas Model HF.dat** 到 IMEX 图标中（转到运算模拟）。

可以改变数值参数使得模拟运算更平稳。改变：

DTMIN = 1E-8

DTWELL = 1



5. 页岩水力压裂体积裂缝模型建立

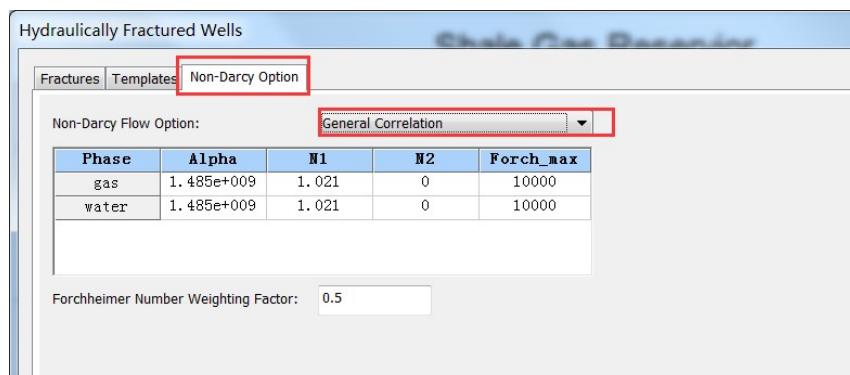
在 Builder 2017.10 版本中打开 **Shale Gas Model.dat**。

单击 **File; Save As** 将要保存的文件名更正为 **Shale Gas Model complex.dat**

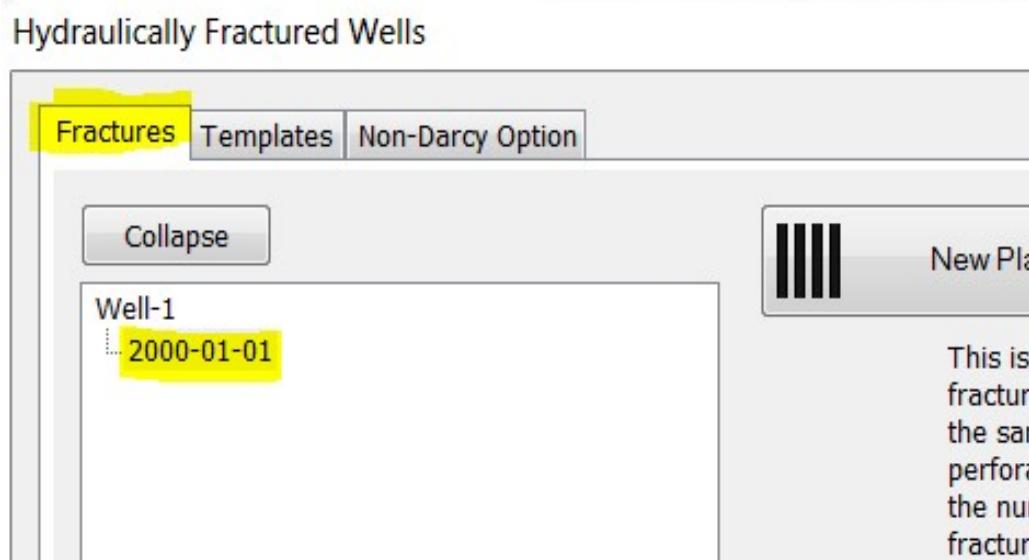
从 **Well** 菜单中选择 **Hydraulic Fracturing...** 启动向导。

单击窗口顶部 **Non-Darcy Option** 选项卡。

选择 **General Correlation** 输入 **Forchheimer Equation** 下面所列相关系数：

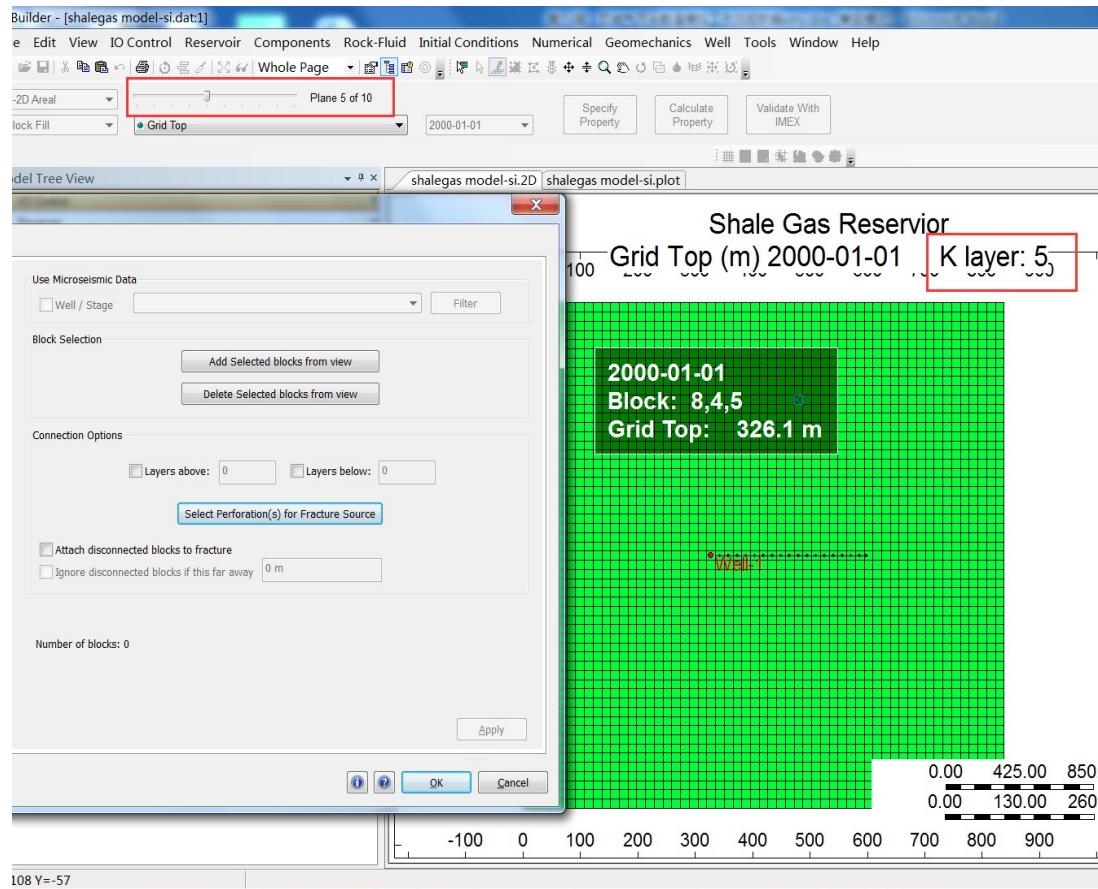


选择 **Fractures** 菜单栏。单击时间 **2000-01-01**，然后单击 **New Complex Fracture Stage**

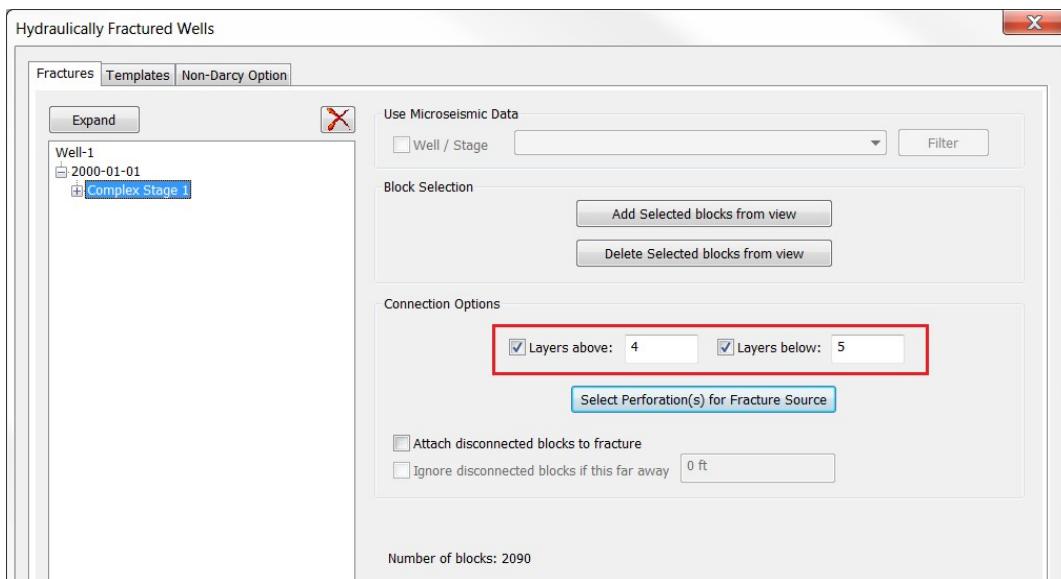


本文中要练习使用鼠标点击按钮选择体积压裂的油藏范围。压裂对话框允许操作各种选项，查看如何选择或取消已选择的网格。

现在将向导移动到屏幕左侧以便于可以看到整个油藏。确定当前在第 **5th** 五层，采用整个油藏视图展示。

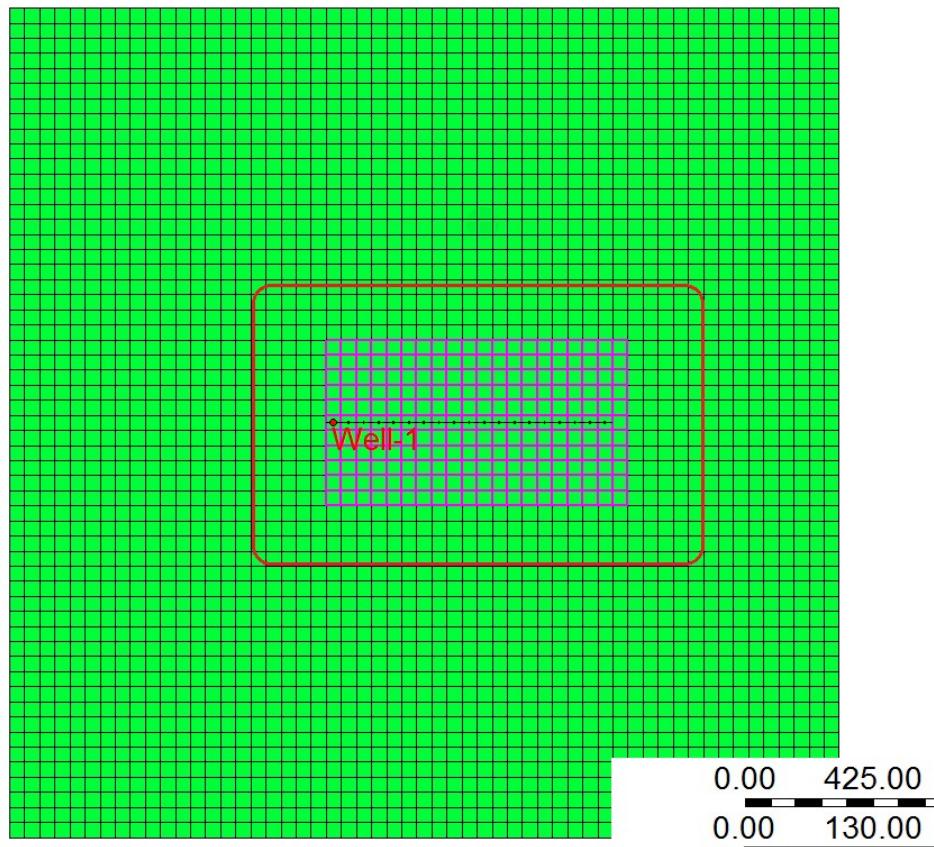


确定将上面的图层输入为 **4**，下面输入 **5**。



在本文中，可以假设裂缝扩展范围是从网格 22 到 40 沿着 I-Direction，
23 到 33 沿着 J-Direction。

通过按住鼠标左键并移动鼠标来选择网格块。



选择 SRV 后：单击向导中的选项 **Add Selected Blocks From The View**。

展开 **Complex Stage 1** 选项卡并输入以下属性：

(不用输入次生裂缝数值)：

Primary Fracture width (主裂缝宽度): 0.000305 m

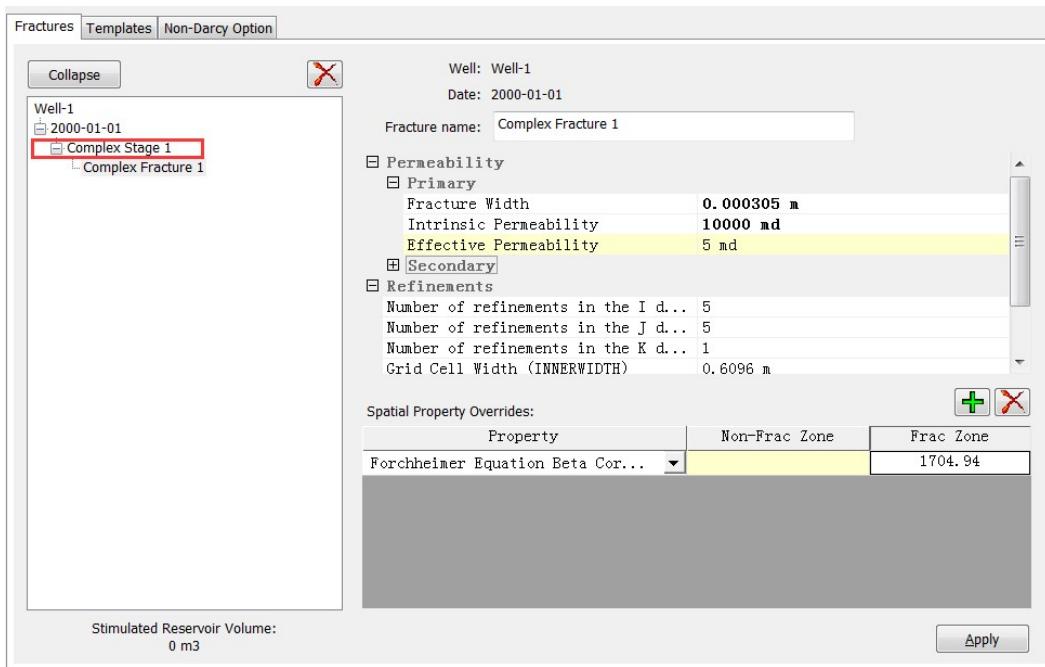
Intrinsic Permeability (固有裂缝渗透率): 10000 md

不用输入次生裂缝数值....

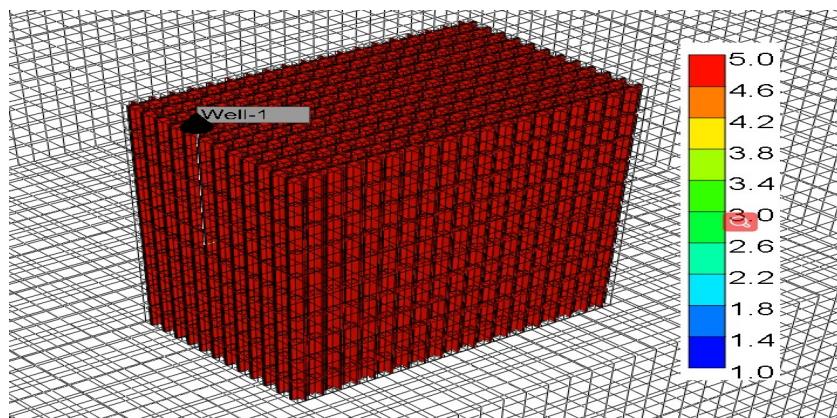
Number of refinements in I direction (I 方向网格加密条数): 5

Number of refinements in J direction (J 方向网格加密条数): 5

Number of refinements in K direction (K 方向网格加密条数): 1



单击 **Apply** 按钮。保存模拟并运算。



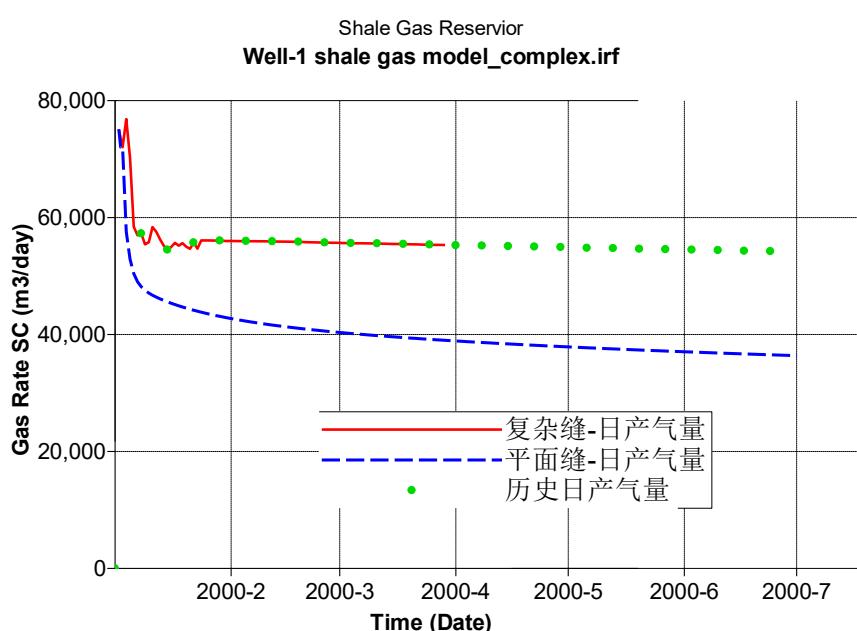
6. 手动历史拟合

页岩气历史拟合是一门综合性学科，要结合地质、动态、工艺措施等多学科内容，利用油气藏工程知识进行科学分析和研究的过程。而实际操作可分为两步：

第一步，先定产气量或者是定压力（本文是定产气量）；

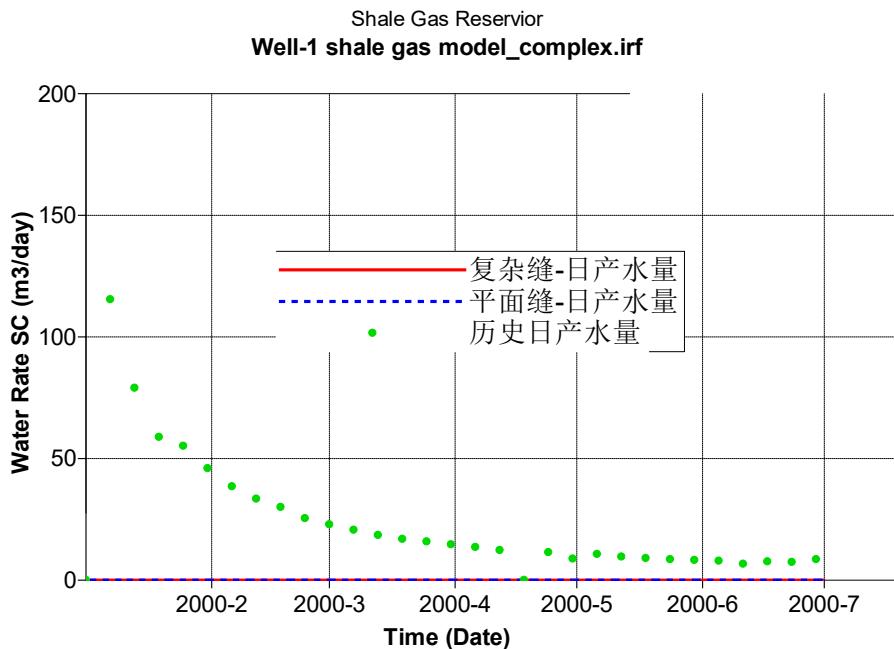
第二步，在产气量定住后，拟合产水量和井底压力。

如下图所示，从平面裂缝和复杂体积裂缝模拟结果可以看出，平面裂缝不能提供足够的流体和压力支撑，页岩气藏供气量不足；然而体积缝模型改造范围大，供气量足。

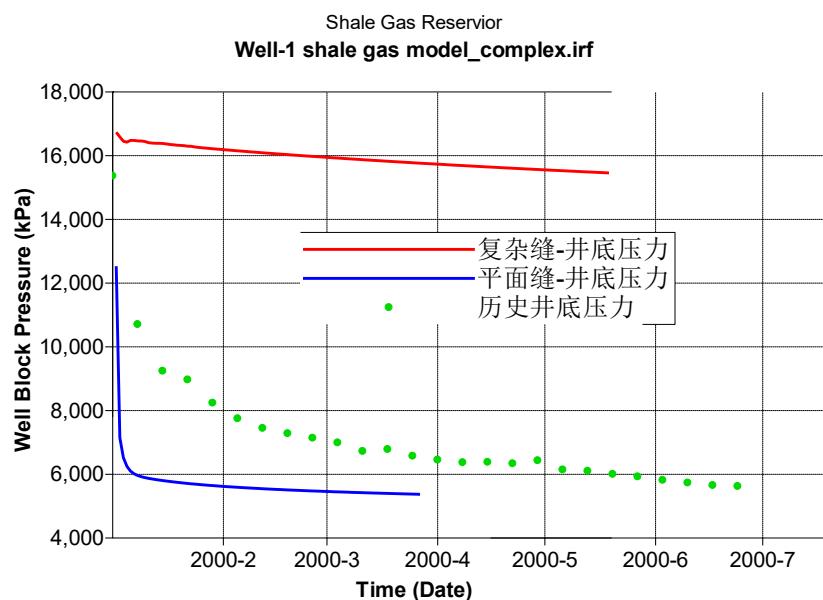


如下两图分别是井底压力和日产水曲线，从图中可以看出，复杂体积裂缝模拟产水量与历史数据相差很大，一般可以调节的参数有：相渗端点值、裂缝区域内含水饱和度等。体积裂缝模型井底压力较高，说明地层供液超过实际供液量，可调节的参数有：相渗端点值，初始含水饱和度，人工裂缝参数等。（平面缝模拟由于第一步气量还没有定住，压力和产水量就没有必要分析）；

提示有些参数调节既可以影响产水量，还可以影响压力，如人工裂缝参数、相渗端点值等。在调参数要多留意。



日产水曲线



井底压力曲线

CMG 模拟非常规有一套完整的工作流程，历史拟合多参数调参时费时费力，可以选择使用 CMOST 辅助历史拟合技术。可以使油气藏工程师避免繁重的重复劳动，把精力放在模型的分析和判断上。后面会陆续推出非常规 CMOST 的操作流程。

7. 名词解释

天然裂缝孔隙度

$$\text{Fracture Porosity} = \frac{\text{volume of } i\text{-fracs} + \text{volume of } j\text{-frac}}{\text{Grid block bulk volume}}$$

上述方程的含义是：天然裂缝孔隙度等于 I 方向裂缝体积加上 J 方向裂缝体积除以网格总体积。

在某个网格中，I 方向裂缝体积等于 I 方向裂缝条数乘以 I 方向单个裂缝的体积：

$$\text{volume of } i\text{-fractures} = \text{no.of } i\text{-fracs} \times \text{volume of one } i\text{-frac}$$

$$\text{volume of } i\text{-frac} = 0.0003 \times DI \times DJ \times DK \times (1/\text{DJFRAC})$$

同理，

$$\text{volume of } j\text{-frac} = 0.0003 \times DI \times DJ \times DK \times (1/\text{DIFRAC})$$

(假设： 天然裂缝开度 natural fracture aperture = 0.0003 m)

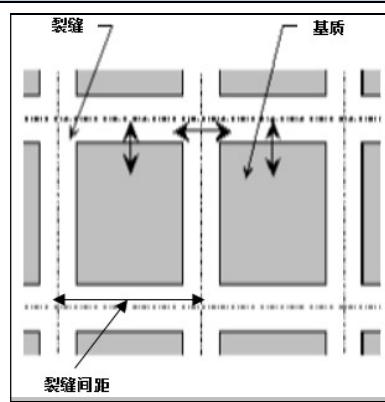
因此，

$$\text{Fracture Porosity} = 0.0003 \times (1/\text{DIFRAC} + 1/\text{DJFRAC}) = 0.0006/15.24 = 4e-5$$

其中：

- Fracture Porosity: 裂缝孔隙度
- volume of *i*-frac: I 方向裂缝体积
- volume of *j*-frac: J 方向裂缝体积
- Grid block bulk volume: 网格总体积
- no.of *i*-frac: I 方向裂缝条数
- volume of one *i*-frac: 单个裂缝体积
- DI: I 方向网格步长
- DJ: J 方向网格步长
- DK: K 方向网格步长
- DIFRAC: I 方向裂缝间距
- DJFRAC: J 方向裂缝间距

注意：使用小于 1e-3 的天然裂缝孔隙度有时会导致数值上的困难。对于这种简单的情况，使用 4e-5 的值不会出现数值问题。为了更好实践，使用 1e-3 的值定义裂缝孔隙度。



天然裂缝渗透率

$$\text{Fracture Perm I} = \frac{\text{Cond. of } i\text{-fracs} \times \text{no. of } i\text{-fracs}}{\text{Grid block width}}$$

上述方程的含义是：天然裂缝渗透率等于 I 方向裂缝传导率乘以 I 方向裂缝条数除以网格宽度。

计算结果如下：

$$\text{Fracture Perm I} = 0.01524 / \text{DJFRAC} = 0.01524 / 15.24 = 1e-4 \text{ md.m}$$

(假设：天然裂缝传导率 = 0.01524 md.m)

同理，

$$\text{Fracture Perm J} = 1e-4 \text{ md.m}$$

然而，所有的裂缝都是垂向延伸的。

$$\text{Fracture Perm K}$$

$$= \frac{\text{Cond. of } i\text{-fracs} \times \text{no. of } i\text{-fracs}}{\text{Grid block width}} + \frac{\text{Cond. of } j\text{-fracs} \times \text{no. of } j\text{-fracs}}{\text{Grid block width}}$$

或者，

$$\text{Fracture Perm K} = 2e-4 \text{ md.m}$$

其中：

- **Fracture Perm I:** I 方向裂缝渗透率
- **Fracture Perm J:** J 方向裂缝渗透率
- **Fracture Perm K:** K 方向裂缝渗透率
- **Cond.of.i-frac:** I 方向裂缝传导率
- **Cond.of.j-frac:** J 方向裂缝传导率
- **no.of.i-frac:** I 方向裂缝条数
- **no.of.j-frac:** J 方向裂缝条数
- **DIFRAC:** I 方向裂缝间距
- **DJFRAC:** J 方向裂缝间距
- **Grid block width:** 网格宽度