

第 34 期：在 IMEX 中使用压裂代理模型模拟人工压裂

编写人：王建国 李罡

人工压裂是油气藏，尤其是低渗透油气藏开发的重要增产措施。模拟水力压裂裂缝最常用的方法是局部网格加密等效导流能力法，它能够准确模拟人工压裂效果及非达西流动现象。但局部网格加密等效导流能力法并不适用于大规模压裂的全油藏模拟，因为网格加密后的网格数和井数非常多，导致计算速度慢且收敛性差；另外，建立多井和多层压裂的局部加密模型也很困难。

基于上述原因，CMG 于 2009 年 10 月在 IMEX 黑油模拟器中推出了压裂代理模型，根据用户提供的裂缝几何信息和非达西参数来定义生产指数，作为代理模拟单层上的垂向裂缝（假设拟径向流动）。用户可以方便、快速地模建立压裂代理模型，从而进行全油藏规模的历史拟合、产能预测及开发方案编制研究。

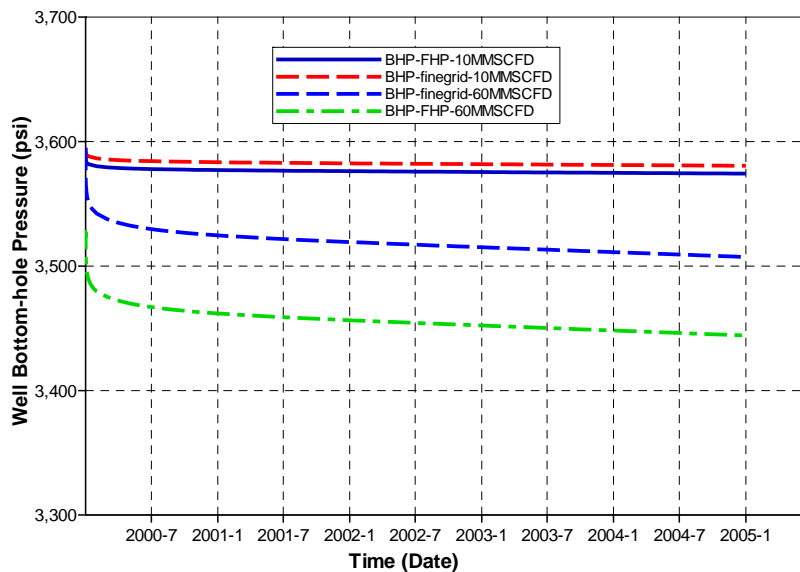
一、水力压裂代理模型的效果检验

图 1~4 描述的是水力压裂代理模型（HFP）与细网格的对比，从图中可以看出水力压裂代理模型能准确模拟裂缝的生产能力。

例 1：水力压裂代理模型（HFP）与细网格的对比

模型特征：

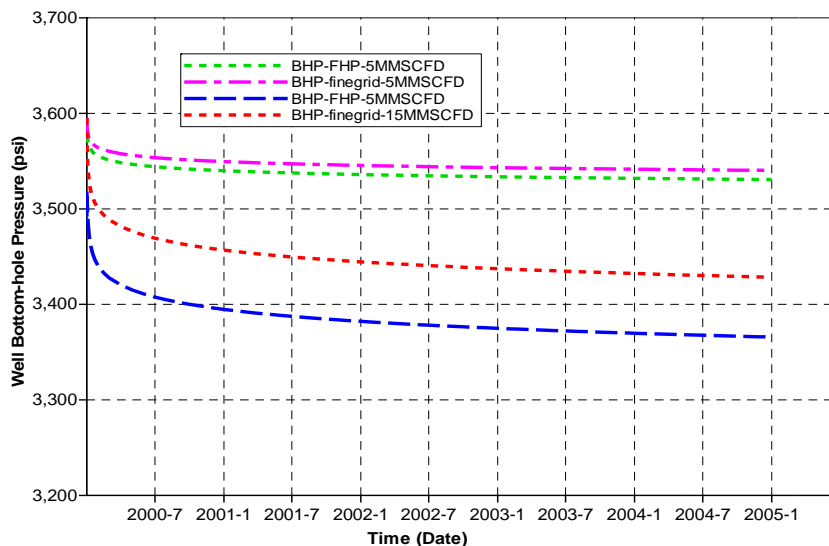
- 1) 非达西流动
- 2) 储层渗透率=100mD
- 3) 裂缝导流能力 $(K_f B_f)_D=1$
- 4) 日产气量=10 和 60MMSCFD



例 2：水力压裂代理模型（HFP）与细网格的对比

模型特征：

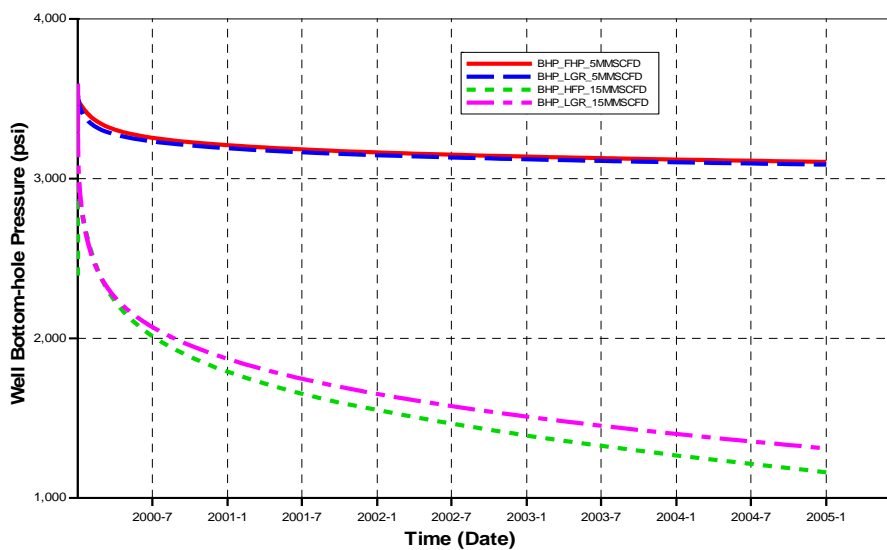
- 1) 非达西流动
- 2) 储层渗透率=10mD
- 3) 裂缝导流能力 $(K_f B_f)_D=5$
- 4) 日产气量=5 和 15MMSCFD



例 3：水力压裂代理模型（HFP）与细网格的对比

模型特征：

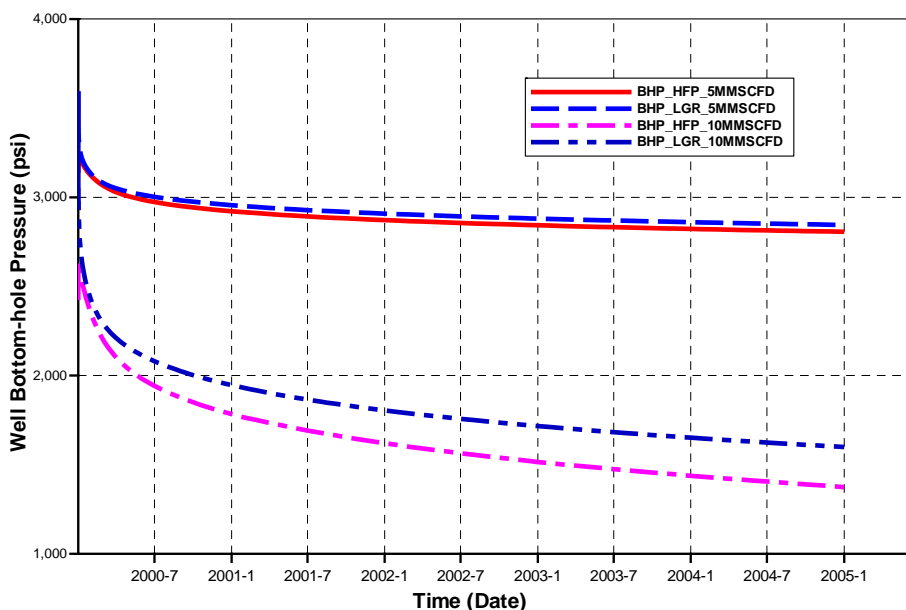
- 1) 非达西流动
- 2) 储层渗透率=1mD
- 3) 裂缝导流能力 $(K_f B_f)_D=10$
- 4) 日产气量=5 和 15MMSCFD



例 4：水力压裂代理模型（HFP）与细网格的对比

模型特征：

- 1) 非达西流动
- 2) 储层渗透率=1mD
- 3) 裂缝导流能力 $(K_f B_f)_D=1$
- 4) 日产气量=10 和 15MMSCFD



从上面的对比发现：水力压裂代理模型能够模拟非达西裂缝的生产能力(假设拟径向流动)。

二、水力压裂代理模型关键字*LAYERHFP

关键字*LAYERHFP允许用户提供几何和非达西信息来定义生产指数， 作为代理模拟单层上的垂向裂缝 (假设拟径向流动)。

格式：

```
*LAYERHFP 'wname'
{locat.} {HFP Layer Information}
::
```

定义：

Wname

带有单引号的单井井名，定义如下偏离层应用于的井名。这里不支持通配符。

{location}

```
if jf kf / ir1 jr1 kr1 {/...{/irn jrn krn}}
```

这三个一组整数定义井‘wname’的哪些层视为裂缝层。在*LAYERHFP中，命名某些层是可行的，但没有涉及的小层不作为垂向裂缝的代理模型。对于在*LAYERHFP命名的层必须已经由*PERF 或 *PERFV 语句进行定义。

```
{HFP Layer Information}
```

```
(hf_hlen hf_wid hf_perm hf_bet_a hf_bet_b hf_ccf|*DEFAULT)
```

```
if
```

一个单一的整数表示基础网格I方向网格指数（参看解释部分）

```
jf
```

一个单一的整数表示基础网格J方向网格指数（参看解释部分）

```
kf
```

一个单一的整数表示基础网格K方向网格指数（参看解释部分）

```
ir1 jr1 kr1
```

三个整数表示加密网格第一级I， J， K方向网格指数，并是完全射开的。

```
irn jrn krn
```

三个整数表示加密网格第n级I， J， K方向网格指数，并是完全射开的。

```
hf_hlen
```

裂缝半长。（m |ft）

```
hf_wid
```

裂缝宽度（m |ft）

```
hf_perm
```

裂缝渗透率（mD）

```
hf_bet_a
```

非达西β (Beta) 因子相关式常数项。如下。

```
hf_bet_b
```

非达西β (Beta) 因子相关式渗透率项。如下。

Hf_bet_a 和 hf_bet_b 用来确定裂缝非达西β (Beta) 项。

$\beta_{frac}(p) = hf_bet_a \times (K_{rp} \times hf_perm)^{hf_bet_b}$, p=oil, water, gas 或 solvent, Hf_perm是裂缝渗透率,其单位是mD,为了屈服 $\beta_{frac}(p)$, hf_bet_a 必须输入,其单位是1/ft. K_{rp}是计算 $\beta_{frac}(p)$ 相的相对渗透率。无论模拟器使用什么单位系统, β_{frac} 的单位总是1/ft。

```
hf_ccf
```

非达西渗流裂缝导流能力校正因子。参看解释部分。通常设置为0.5。

***DEFAULT**

子关键字表示该层以后不作为裂缝层处理。

缺省值：

在 *LAYERHFP 命名的层，连同几何信息和非达西信息（与子关键字 *DEFAULT 相反），在模拟器中作中水力压裂的标志。在模型运行前，*DEFAULT 表示指定为缺省（无裂缝或未水力压裂）状态。无裂缝或未水力压裂状态可通过 *DEFAULT 子关键字重新加载的。如果使用代理模型，必须输入所有的 6 个 HFP（hf_hlen, hf_wid, hf_perm, hf_bet_a, hf_bet_b, hf_ccf）。

使用条件：

命名的层必须是已经由井‘wname’的 PERF 或 *PERFV 定义，由 *GEO *KH *GEOA 或 *KHA 选项计算井指数（不能使用 *WI 选项）。如果提供了几何信息和非达西信息，那么必须指明所有输入（hf_hlen, hf_wid, hf_perm, hf_bet_a, hf_bet_b, and hf_ccf），否则会报错。不是所有小层都需要在 *LAYERHFP 定义。这些省略的层按照原始的 *PERF 定义，视为未压裂层。

解释：

这个关键字指定输入几何参数和非达西参数，允许井的生产指数（PI）被用作一个垂向水力压裂的代理模型，假定其渗流形式为径向流动。在 Pratt, Cinco-lay 和 Samaniego 工作的基础上，Later Guppy 和 Gidley 研发了一个类似非达西延伸集。这个选项应用这些理念来动态计算油藏模拟器中井的生产能力。

压裂井试井分析的早期工作展示了在虚拟的径向流动时期，无限大导流能力压裂井的导流系数表现如同一个有效井筒半径为 $\frac{1}{2}$ 裂缝半长的未压裂的井。较低或有限导流能力井可通过有效的井眼半径来表示。在这个例子中，有效的半径是无量纲的裂缝导流能力（KfBf）和裂缝半长的一个函数。这个分析仅仅应用于裂缝中的非达西流动。

这一延伸集允许应用这些观点到非达西流动，用以计算阻力因子，由于裂缝中的非达西流动造成的阻力因子降低裂缝的导流能力。阻力因子定义为 $1/(1+Forchfr)$ ，它是油藏属性动态变化和裂缝流体流动的函数，所有的参数从一个时间步长到另一个时间步长都是变化的，因此在每一个时间步必须要重新确定。

对于每一相（P），在每一个时间步，每一个小层中，计算裂缝的 Forchheimer 数（Forchfr）如下所示：

$$\text{Forch}_{fr} = \frac{\text{hf_ccf} \times \beta_{frac}(p) \times \text{Density}(p) \times K_{rp} \times \text{hf_perm} \times Q(p)}{\text{Viscosity}(p) \times \text{hf_wid} \times (\text{layer vertical height})}$$

其中， $\beta_{frac}(p) = \text{hf_bet_a} \times (K_{rp} \times \text{hf_perm}) \text{hf_bet_b}$

如果 hf_ccf 等于0.5，假定每一个裂缝半长的非达西效应都是基于层总流量的 $\frac{1}{2}$ 。 $Q(p)$ 是相P的生产速度。 K_{rp} 是相P的相对渗透率。

达西无量纲的裂缝导流系数计算公式如下：

$$(K_f B_f)_D = \frac{\text{hf_perm} \times \text{hf_wid}}{(\text{Formation perm}) \times (\text{fracture } 1/2 \text{ length})}$$

无量纲的导流系数由于 $1/(1+\text{Forch}_{fr})$ 而简化，简化后的无量纲导流系数用来计算（利用下图函数）井的有效井半径，其裂缝代理井生产指数已经计算。

hf_ccf 是裂缝的导流系数校正因子，用来关联层内与每一个裂缝半长的流体流动。通常每个裂缝半长的Forchheimer数不大于 $\frac{1}{2}$ 小层流动速度，所以假定 hf_ccf 不大于0.5。这表明最大Forchheimer数不大于 $\frac{1}{2}$ 小层流动速度。

通常 hf_ccf 应该设置为0.5，小于或大于0.5用来拟合观测井压力。例如，如果大量的产量进入该井裂缝，裂缝Forchheimer数会小于假设 hf_ccf 小于0.5的情况。在这个例子中，可通过 hf_ccf 低值计算产量，能有效避开裂缝。

$\text{hf_ccf} = 0.0$ 用来模拟裂缝中达西流动（完全忽略非达西的影响），通过设置Forchheimer数为0。达西流动能估算相当大的有效井半径。模型将限制这个半径不大于90%的井网格的有效半径(R_e)。仅在表明非达西对裂缝导流能力具有巨大影响的时候，才需利用这个模型来模拟达西流动。

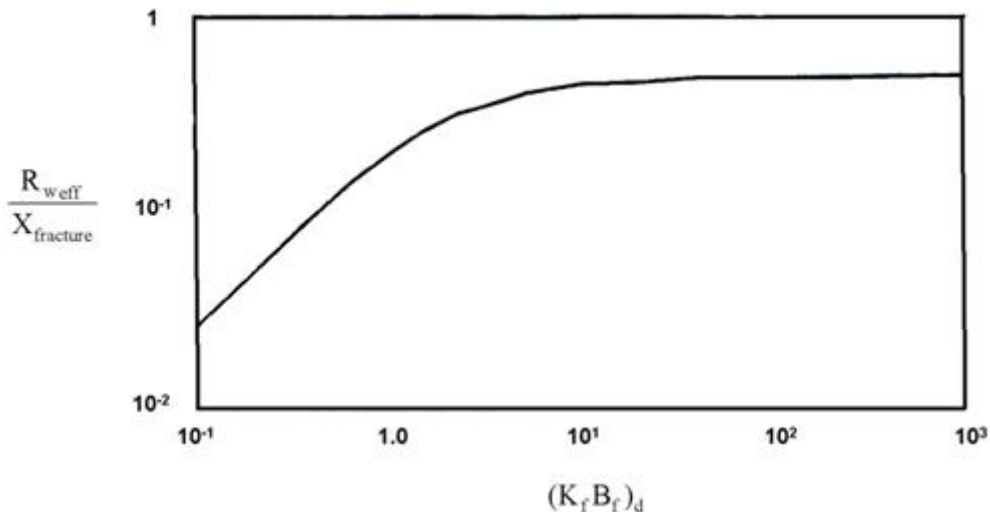


图5 有效井眼半径与垂向裂缝的无量纲导流能力关系

举例：

例1：

```

*LAYERHFP 'WELL-NNE17'
** frac frac frac Beta Beta conductivity
** half width perm A-term B-term correction
** length factor
65 23 5 150.0 0.00833 50000 27.3e9 -1.1045 0.5
65 23 6 130.0 0.00800 45000 27.3e9 -1.1045 0.5

```

well 'WELL-NNE17'在网格65 23 5 和 65 23 6的射孔必须以由*PERF进行定义，才可行。

例2：

```

*LAYERHFP 'WELL-SINGLE-REF'
** frac frac frac Beta Beta conductivity
** half width perm A-term B-term correction
** length factor
16 48 11 / 2 2 1 80.0 0.00833 100000 27.3e9 -1.1045 0.5

```

在这个例子，已经定义井‘WELL-SINGLE-REF’在加密网格16 48 11 / 2 2 1的射孔，是水力压裂代理模型的标志。

例3：

```

*LAYERHFP 'WELL-SINGLE-REF'
** The layer is unfractured (may have previously
** been a proxy for a fracture)
16 48 11 / 2 2 1 *DEFAULT

```

在这个例子中，已经定义井‘WELL-SINGLE-REF’在加密网格16 48 11 / 2 2 1的射孔，不作为水力压裂代理模型的标志。

在上面的例子中，Beta A-term (hf_bet_a) = 27.3e9, B-term (hf_bet_b) = -1.1045, 来自Dake编辑的教材中的一个例子（油藏工程基本原理）。

校正因子 β 是由Cooke, C.E.发现的，“Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers” J.Pet.Tech, (Sept 1973) pp1101-1107 与裂缝系统相关，如下所示(β frac in 1/ft, Kf in mD)。

Proppant Sand Mesh Size	hf_bet_a	hf_bet_b
8-12	538.108E9	-1.24

10-20	850.525E9	-1.34
20-40	3411.752E9	-1.54
40-60	2143.503E9	-1.60

β转换因子为：

1 atm-sec²/gm = 1.01325E6 cm⁻¹, 1 ft = 30.48 cm,

1 mD = 0.9869233E-11 cm²

三、水力压裂代理模型文件制作示例

1、在 Wells & Recurrent，双击 Wells，如图 6：

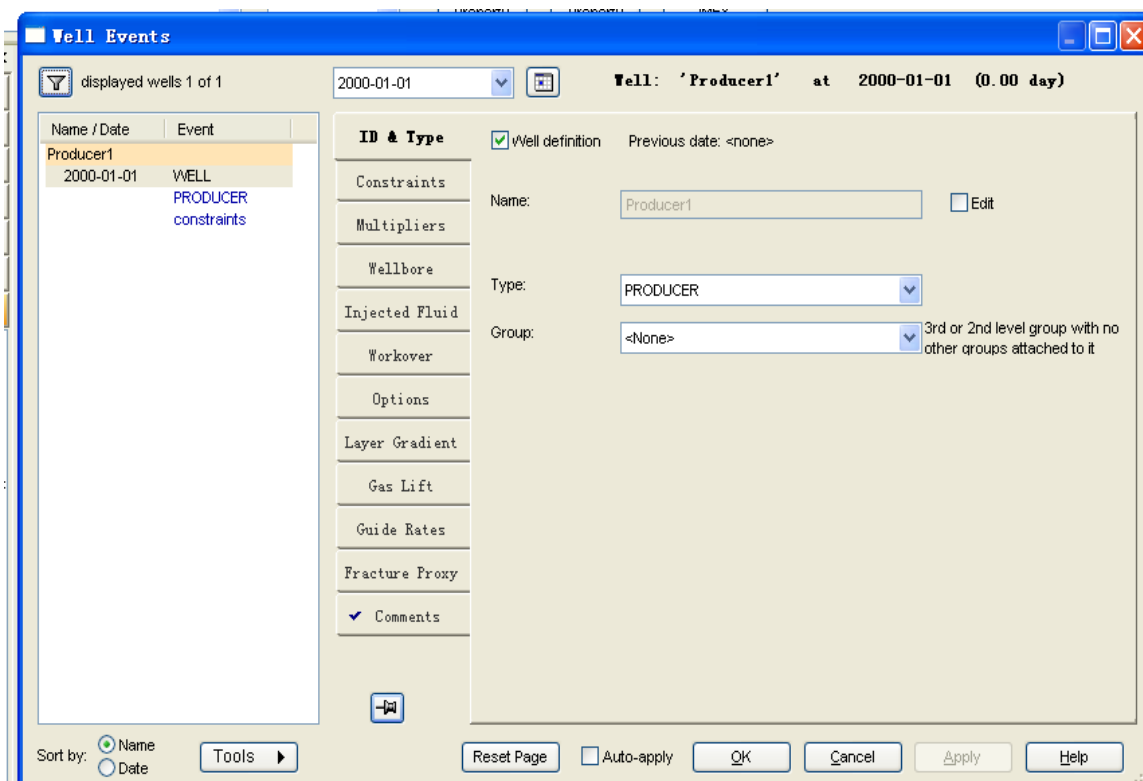


图 6

2、点击 Fracture Proxy，如图 7：

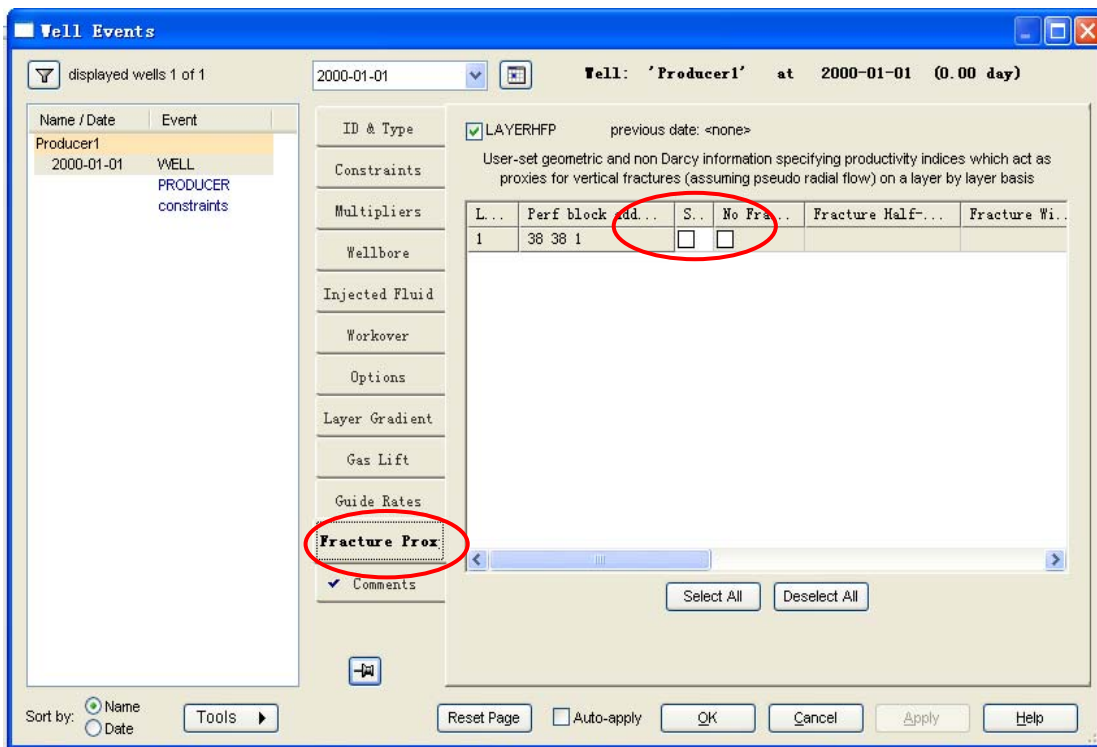
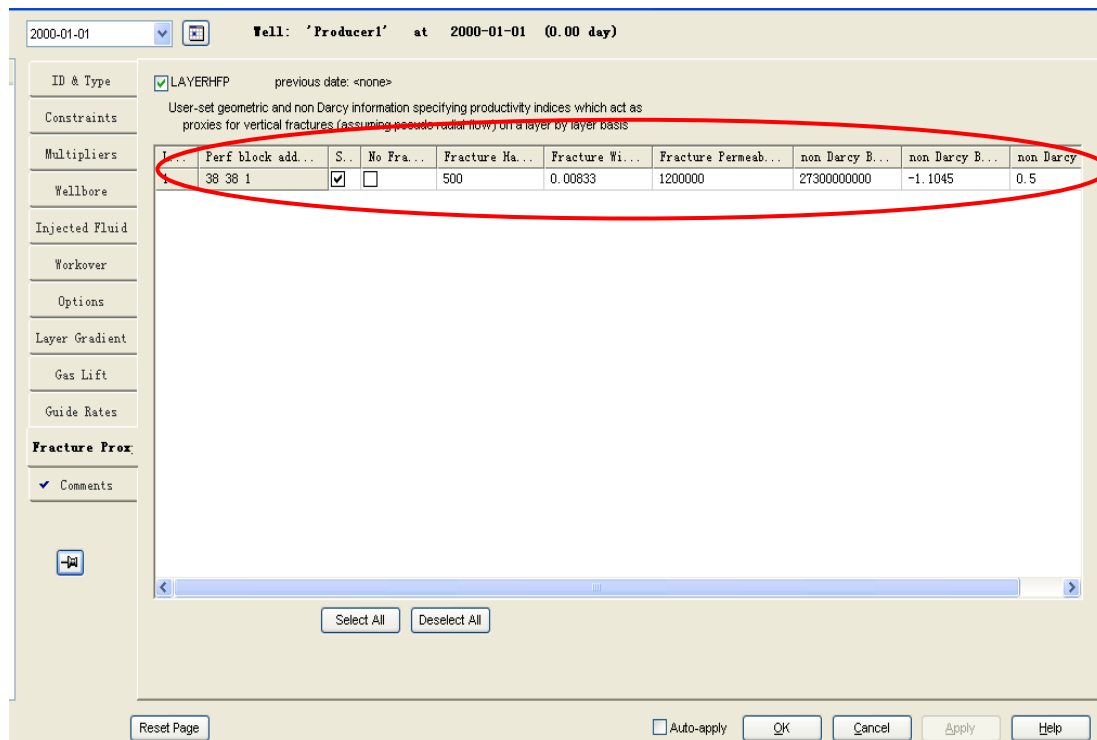


图 7

3、选择 Set，输入压裂模型参数：frac. 1/2 length: 500， fracture width: 0.0083，
 frac. Perm: 1200000， hf_bet_a : 27.3e9， hf_bet_b: -1.1045，
 frac conductivity correction: 0.50， 如图 8：



对应的数据流：

LAYERHFP 'Producer1'

网格位置，裂缝半长，缝宽， 裂缝渗透率， hf_bet_a, hf_bet_b, 导流能力修正因子

38 38 1 500.0, 0.00833 1200000.0 27.3e9 -1.1045 0.50

四、水力压裂代理模型参考算例

参考 CMG 算例 mxsmo045.dat:

*****输入输出控制数据部分*****

```
RESULTS SIMULATOR IMEX
*TITLE1
'Hydraulic Fracture Proxy model'
*TITLE2
'Test Proxy Model'
*NOLIST
*INUNIT *FIELD
*WPRN *WELL TIME
*WPRN *GRID 0
*WSRF *SECTOR 1
*OUTPRN *GRID *PRES *SO *SW *SG
*OUTPRN *TABLES *ALL
*WSRF *GRID 1
OUTSRF RES ALL
*WSRF *WELL 1
outsrf well downhole
*OUTSRF *GRID pres sw sg rfg
wprn iter matrix
```

*****油藏描述数据部分*****

```
GRID VARI 75 75 1
KDIR DOWN
DI IVAR
75*1000.0
DJ JVAR
75*1000.0
DK KVAR
100
DTOP
5625*950
*CPOR 1.0E-6
*PRPOR 3600.0
PERMI CON 1.0
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
POR CON 0.200
```

*****流体组分数据部分*****

```
*MODEL *BLACKOIL
```

***TRES 100**

***PVT *ZG**

** p	rs	bo	zg	viso	visg
14.7	0	1.0000	1.0	1.20	.02
400	165	1.0120	1.0	1.17	.02
800	335	1.0255	1.0	1.14	.02
1200	500	1.0380	1.0	1.11	.02
1600	665	1.0510	1.0	1.08	.02
2000	828	1.0630	1.0	1.06	.02
2400	985	1.0750	1.0	1.03	.02
2800	1130	1.0870	1.0	1.00	.02
3200	1270	1.0985	1.0	.98	.02
3600	1390	1.1100	1.0	.95	.02
4000	1500	1.1200	1.0	.94	.02
9000	1510	1.1210	1.0	.93	.02

***DENSITY *OIL 44.986**

***GRAVITY *GAS 0.818**

***DENSITY *WATER 63.021**

***CO 1.0E-9**

***BWI 1.0034**

***CW 3.0E-6**

***REFPW 3600**

***VWI 0.96**

***CVW 0.0**

*****岩石流体数据部分*****

***ROCKFLUID**

RPT 1

**** sw krw krow**

SWT

**\$	Sw	krw	krow
	0.2	0	1
	0.24375	0.00149536	0.878906
	0.2875	0.00598145	0.765625
	0.33125	0.0134583	0.660156
	0.375	0.0239258	0.5625
	0.41875	0.037384	0.472656
	0.4625	0.053833	0.390625
	0.50625	0.0732727	0.316406
	0.55	0.0957031	0.25
	0.59375	0.121124	0.191406
	0.6375	0.149536	0.140625
	0.68125	0.180939	0.0976563
	0.725	0.215332	0.0625

0.76875	0.252716	0.0351562
0.8125	0.293091	0.015625
0.85625	0.336456	0.00390625
0.9	0.382812	0
0.95	0.439453	0
1	0.5	0

** sl krg krog

SGT

**\$	Sg	krg	krog
	0	0	1
0.04375	0.00299072	0.878906	
0.0875	0.0119629	0.765625	
0.13125	0.0269165	0.660156	
0.175	0.0478516	0.5625	
0.21875	0.0747681	0.472656	
0.2625	0.107666	0.390625	
0.30625	0.146545	0.316406	
0.35	0.191406	0.25	
0.39375	0.242249	0.191406	
0.4375	0.299072	0.140625	
0.48125	0.361877	0.0976563	
0.525	0.430664	0.0625	
0.56875	0.505432	0.0351563	
0.6125	0.586182	0.015625	
0.65625	0.672913	0.00390625	
0.7	0.765625	0	
0.75	0.878906	0	
0.8	1	0	

RTYPE CON 1

*INITIAL

*****初始化设置数据部分*****

*VERTICAL *BLOCK_CENTER

**\$ Property: Bubble Point Pressure (psi) Max: 400 Min: 400

PB CON 0

*REFDEPTH 1050.

*REFPRES 3600.

*DWOC 1500.

*DGOC 1300.

*NUMERICAL

*****数值方法控制数据部分*****

*AIM *OFF

```

*DTMAX      30.
*DTMIN      0.000000001
*NORTH      80
*ITERMAX    80
*NORM *PRESS 10.0
*NCUTS 12
*SDEGREE 2
*PRECC 1e-6
CONVERGE PRESS 1e-2
*RUN
    
```

*****井与生产动态数据部分*****

```

*DATE 2000 01 01
*DTWELL 0.0000001
**$
WELL 'Producer1'
PRODUCER 'Producer1'
OPERATE MAX STG 15e6 CONT
OPERATE MIN BHP 1000. CONT
** kf ff
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.125 0.37 1. 0.
PERF GEOA QUAD 'Producer1'
**$ UBA wi Status Connection
38 38 1 1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    
```

***定义水力压裂代理模型

```

LAYERHFP 'Producer1'
***网格坐标 裂缝半长 缝宽 裂缝渗透率 bet_a bet_b 裂缝导流能力校正因子
38 38 1 500.0 0.00833 1200000.0 27.3e9 -1.1045 0.50
    
```

```

AIMSET CON 1
*DATE 2000 02 01
*DATE 2000 03 01
*DATE 2000 04 01
*DATE 2000 05 01
*DATE 2000 06 01
*DATE 2000 07 01
*DATE 2000 08 01
*DATE 2000 09 01
*DATE 2000 10 01
*DATE 2000 11 01
*DATE 2000 12 01
*DATE 2001 01 01
*DATE 2001 02 01
*DATE 2001 03 01
    
```

***DATE 2001 04 01**
***DATE 2001 05 01**
***DATE 2001 06 01**
***DATE 2001 07 01**
***DATE 2001 08 01**
***DATE 2001 09 01**
***DATE 2001 10 01**
***DATE 2001 11 01**
***DATE 2001 12 01**
***DATE 2002 01 01**
***DATE 2002 07 01**
***DATE 2003 01 01**
***DATE 2003 07 01**
***DATE 2004 01 01**
***DATE 2004 07 01**
***DATE 2005 01 01**
***STOP**