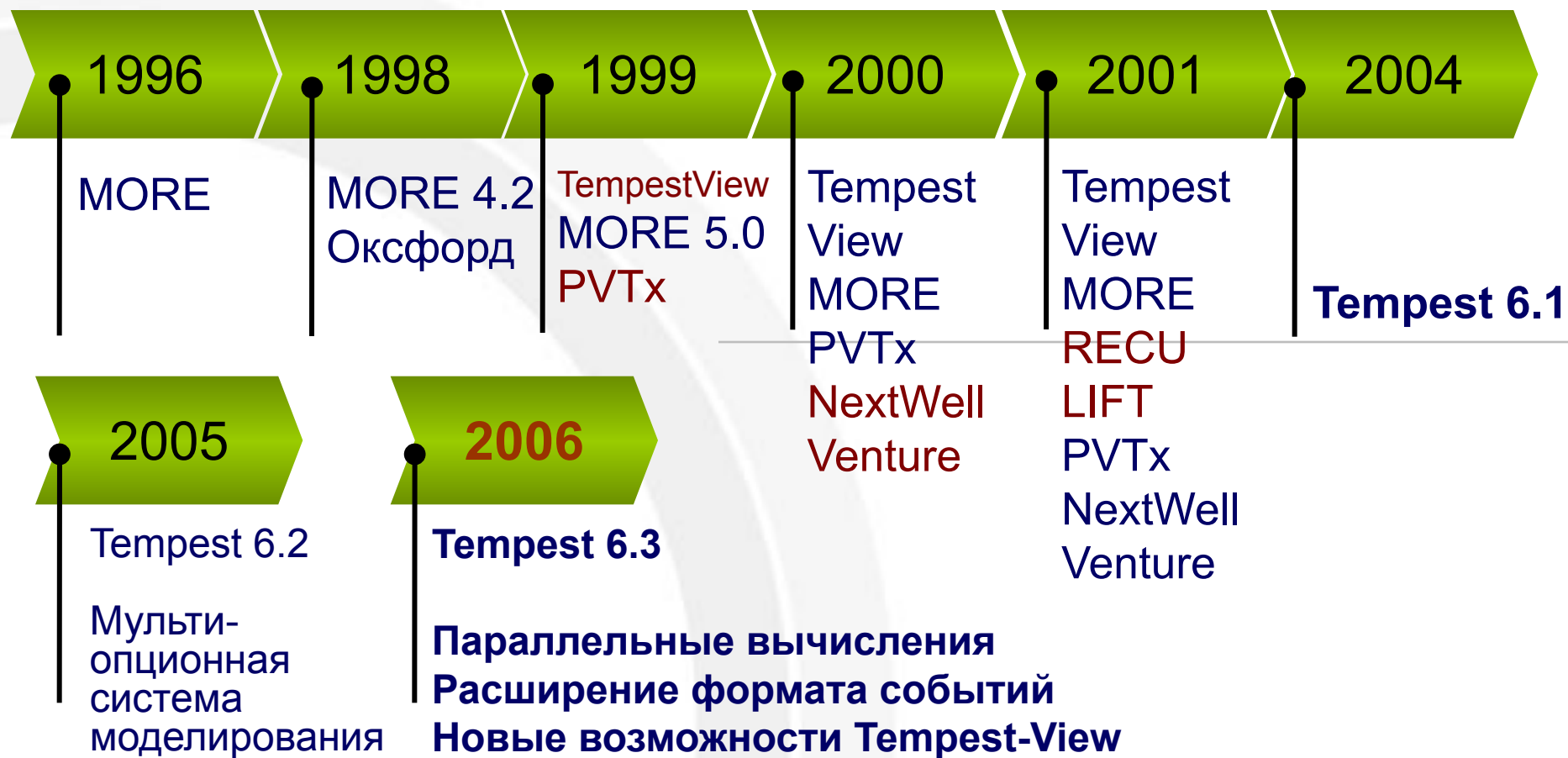


## Гидродинамическое моделирование

---



## Основные цели модели

**Выбор оптимального варианта разработки**

**Снижение затрат на разработку**

**Увеличение добычи нефти и соответственно  
прибыли**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Возможности модели

- Моделирование различных сценариев разработки месторождения, выбор оптимальных вариантов
- Оценка влияния плотности сетки скважин и расположения скважин
- Определение необходимости проведения мероприятий на скважинах и их оценка
- Определение зон невыработанных запасов и мероприятий по их извлечению
- Определение эффективности проектирования скважин со сложной траекторией, зарезки боковых стволов
- Определение зон пласта не охваченных процессом вытеснения
- Оценка влияния методов повышения нефтеотдачи на КИН



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



- I. Необходимо соблюдать баланс между детальностью модели, ее размерами и скоростью счета
- II. Модель не является истиной, она отображает наши знания и предположения о пласте и служит инструментом для дальнейшей разработки



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Этапы создания модели

- Создание геологической модели
- Выбор масштаба сетки, Upscaling

Сбор, обработка и подготовка данных о свойствах флюидов, относительных фазовых проницаемостей и капиллярных сил

Инициализация

Обработка и подготовка исторических данных работы скважин

Адаптация модели по истории разработки

Расчет прогнозных вариантов

Выбор оптимальных вариантов разработки, анализ с точки зрения проведения мероприятий по скважинам



INITIALIZATION



SIMULATION

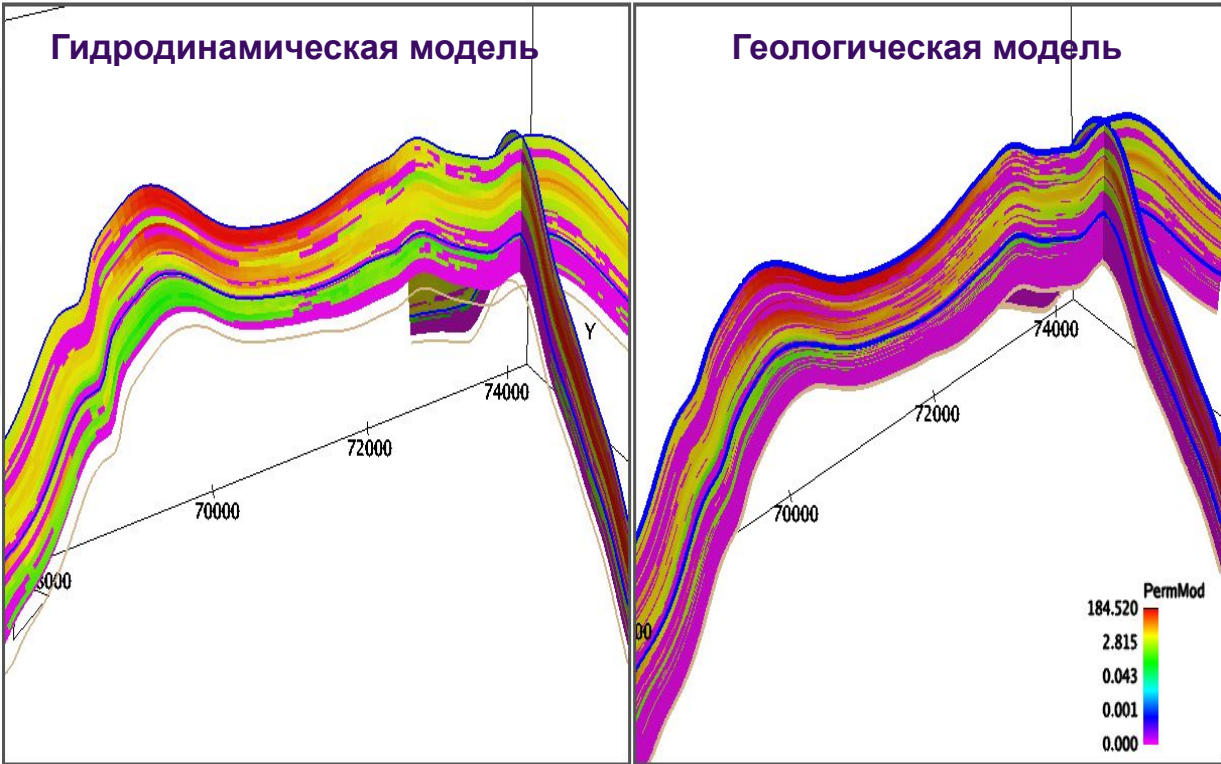
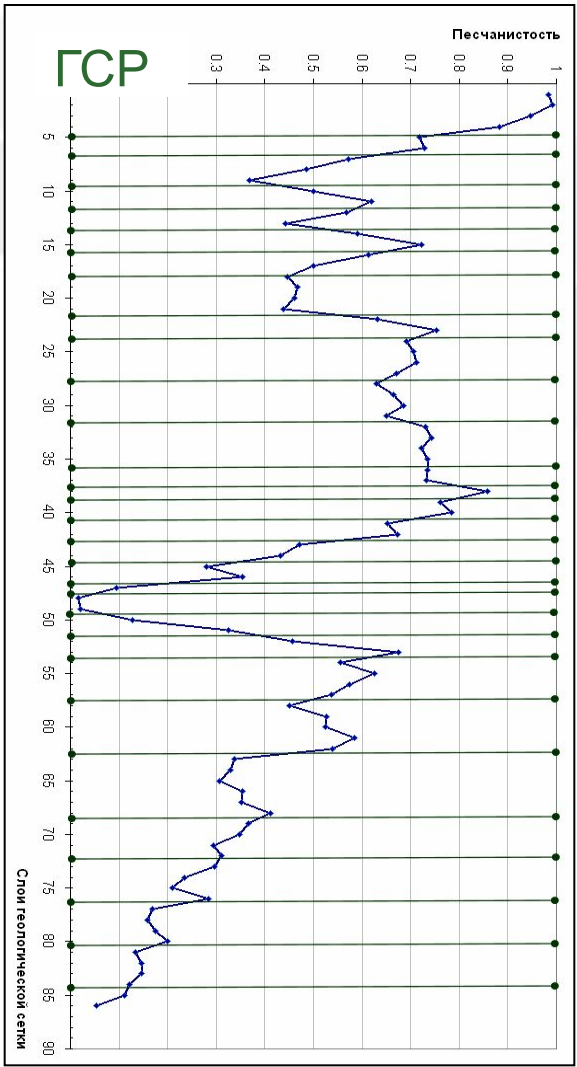


WELL & COMPLETION



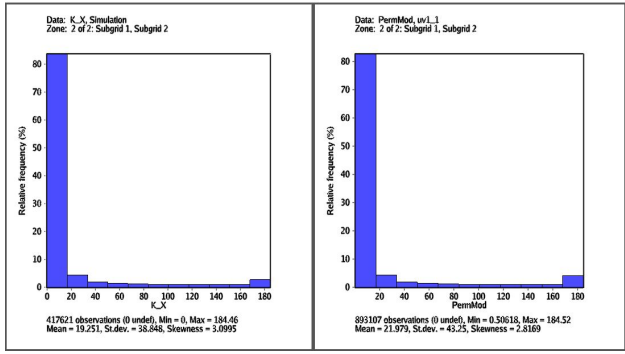
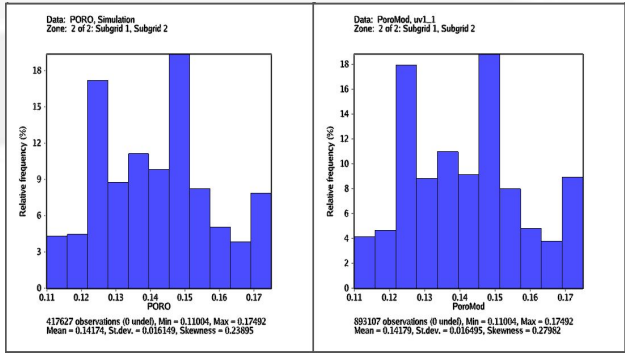
PRODUCTION & PROCESS

Результаты процедуры UPSCALING



Распределение коллектора,  
выдержанные непроницаемые слои и  
перемычки

Результаты процедуры UPSCALING



	Запасы нефти (геология)		Запасы нефти (Upscaling)		Запасы нефти (гидродинамика)		Расхождение (гидродинамика / геология)
	млн. т.	млн. м3.	млн. т.	млн. м3.	млн. т.	млн. м3.	%
Sim1	8.707	10.478	8.897	10.706	8.616	10.368	-1.04

- Гистограммы распределения пористости, проницаемости, песчанистости
- Карты распределения средних параметров
- Сопоставление и сбивка запасов

Поровый объем в модели можно посмотреть в выходном файле расчета (\*.out). Там же приведена информация о запасах в пластовых и поверхностных условиях.

FIPA			
Fluid in place at 1 Nov 1993, 0.0 days			
Fluid in place region:all			
Pore volume average pressure		250.58 barsa	
Hydrocarbon average pressure		229.95 barsa	
	Reservoir volume	Surface volume	
Oil	26.7279E6 rm3	22480.409 ksm3	
Gas	0.0 rm3	0.0 Msm3	
Water	1.5756E9 rm3	1.6162E6 ksm3	
Total reservoir volume:		1.6023E9 rm3	

Если у Вас несколько регионов по запасам, несколько залежей, или объектов разработки, то сбивка запасов должна производиться для каждого региона, залежи или объекта разработки. Для этого создаются регионы по запасам (опция **FLIP** в ключевом слове **DEFI**) и выводится информация по ним с использованием вторичного ключевого слова **FLIP** для ключевого слова **ARRAY** в секции **RECURENT**.

# Сопоставление запасов

**Значения запасов по регионам так же можно  
посмотреть в Tempest-View.**

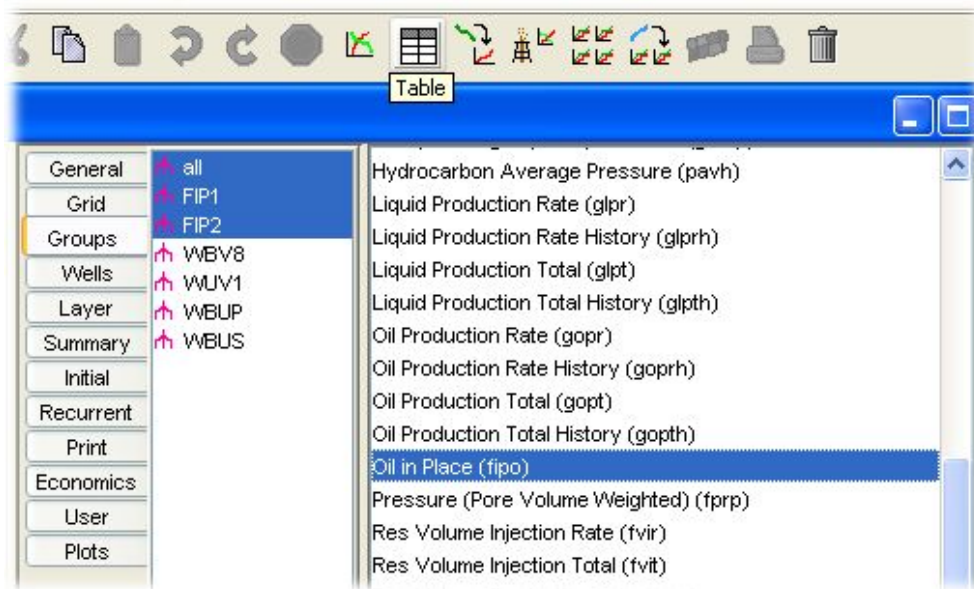


Table 1				
Date	all : fipo (ksm3)	FIP1 : fipo (ksm3)	FIP2 : fipo (ksm3)	
02-11-1993	22480.4	18687.3	3793.07	
01-12-1993	22480.1	18687.0	3793.07	
01-01-1994	22479.9	18686.8	3793.07	
01-02-1994	22479.3	18686.2	3793.07	
01-03-1994	22476.6	18683.5	3793.07	
01-04-1994	22474.0	18681.0	3793.07	
01-05-1994	22471.9	18678.8	3793.07	
01-06-1994	22470.4	18677.3	3793.07	



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



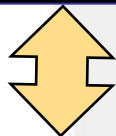
Произвести запуск всех модулей **MORE** можно из **Tempest** или из командной строки

**mored** - запуск программы с двойной точностью;

**Синтаксис:**

*mored <имя входного файла><имя выходного файла>*

C:\USERS\ mored uppg1



C:\USERS\ mored.exe uppg1.dat uppg1.out



INTRODUCTION



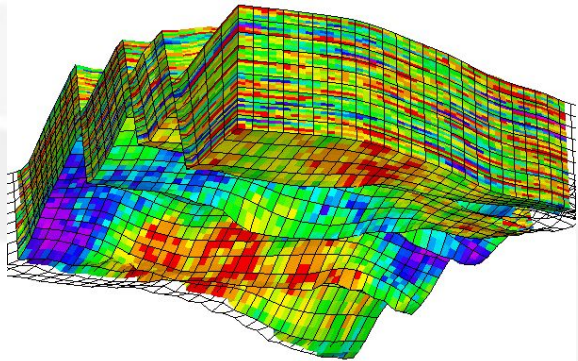
SIMULATION



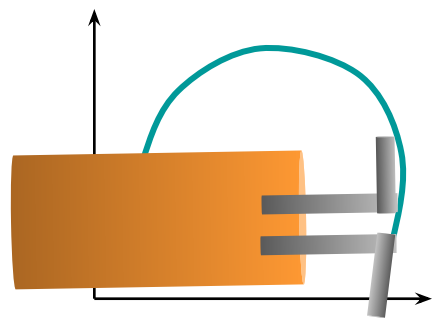
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



Модель пласта



Описание флюида



Кривые относительных фазовых проницаемостей



INITIAL DATA



SIMULATION



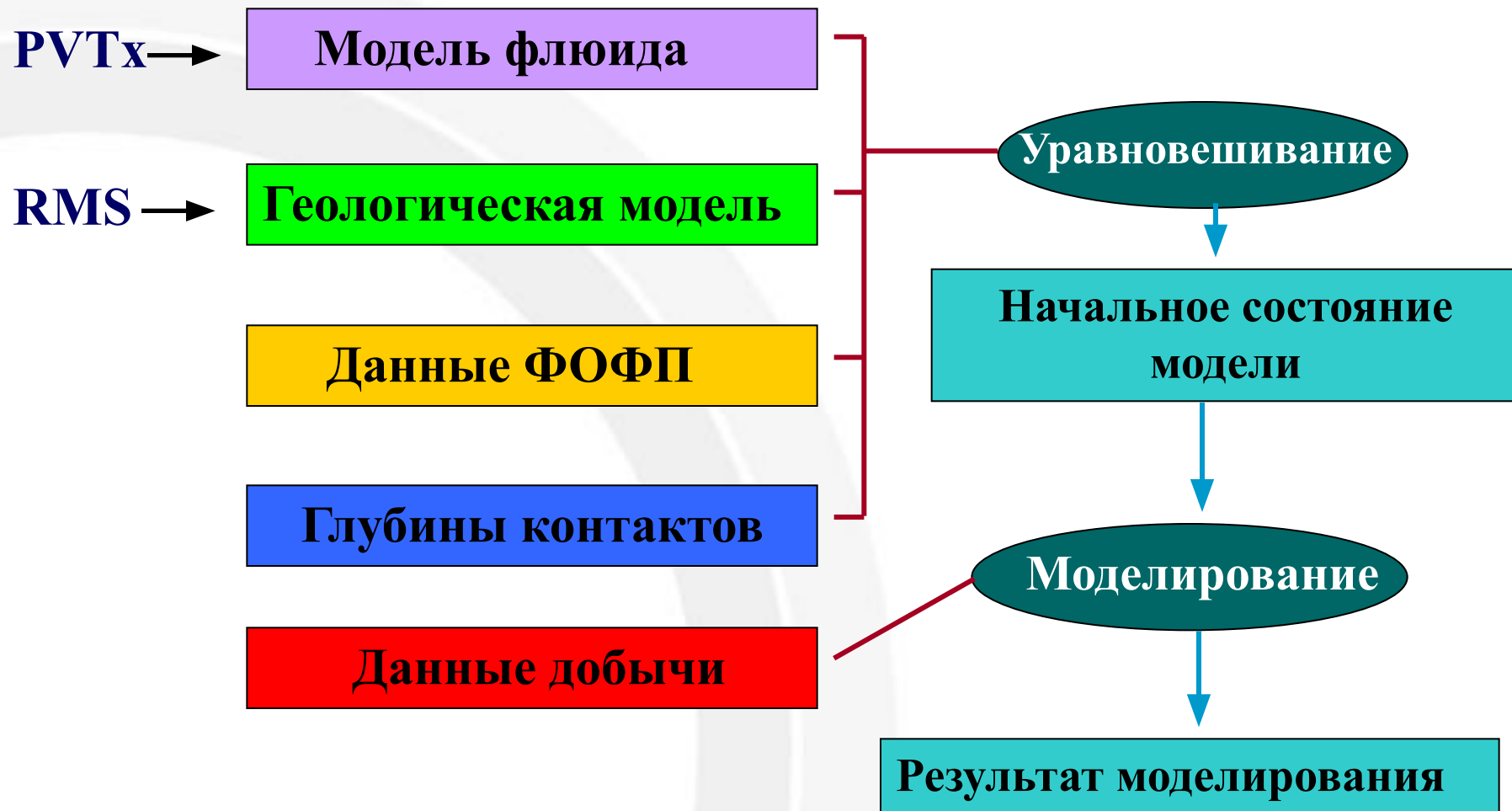
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# Этапы создания модели



INTRODUCTION



SIMULATION

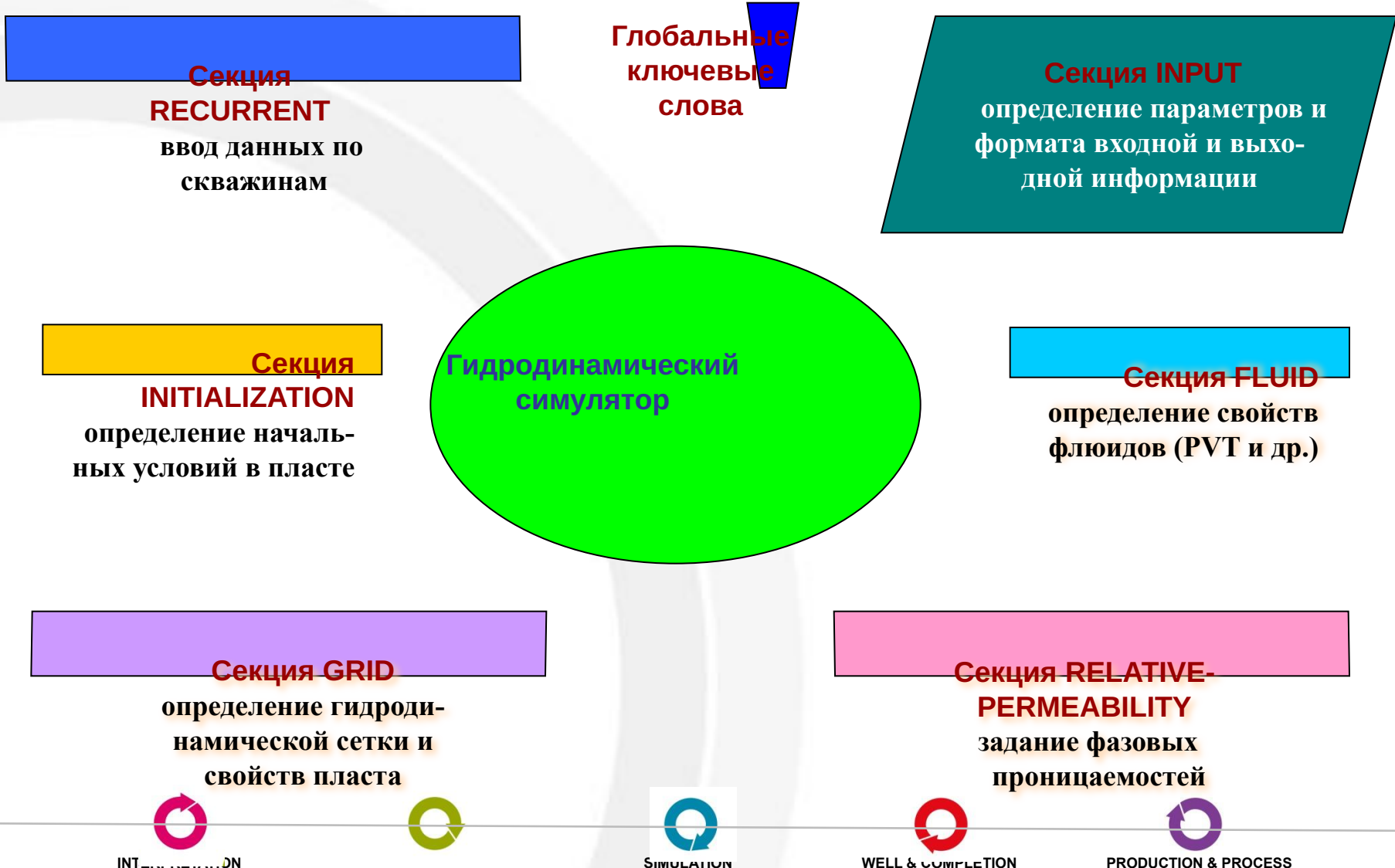


WELL & COMPLETION

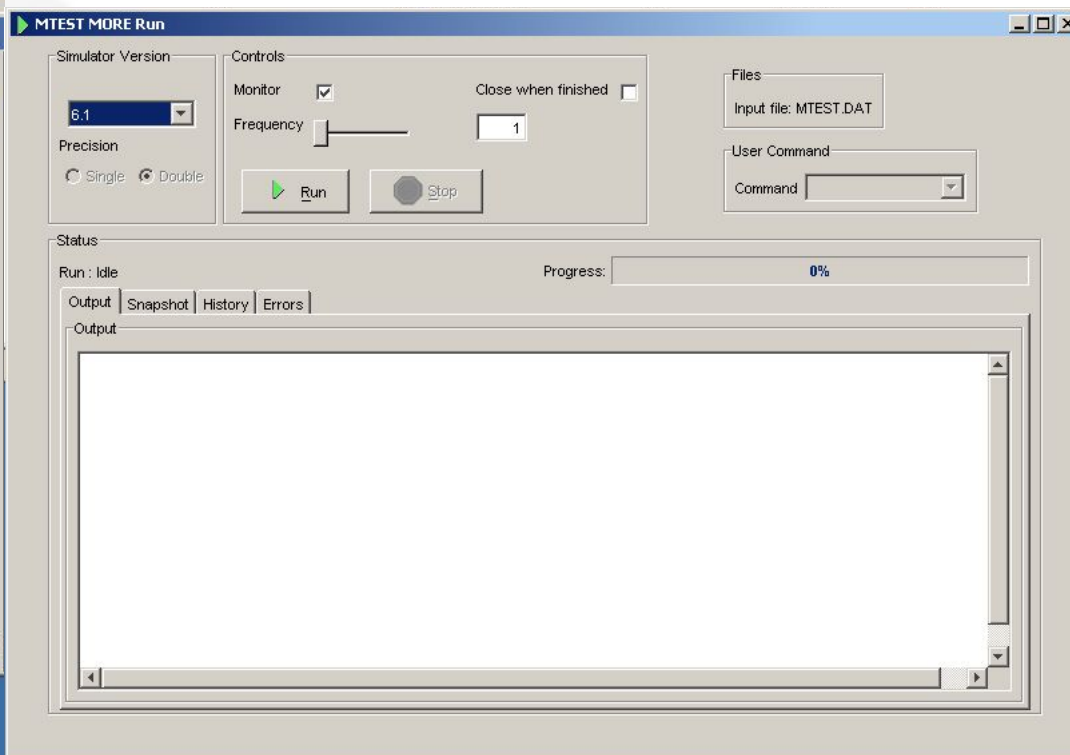
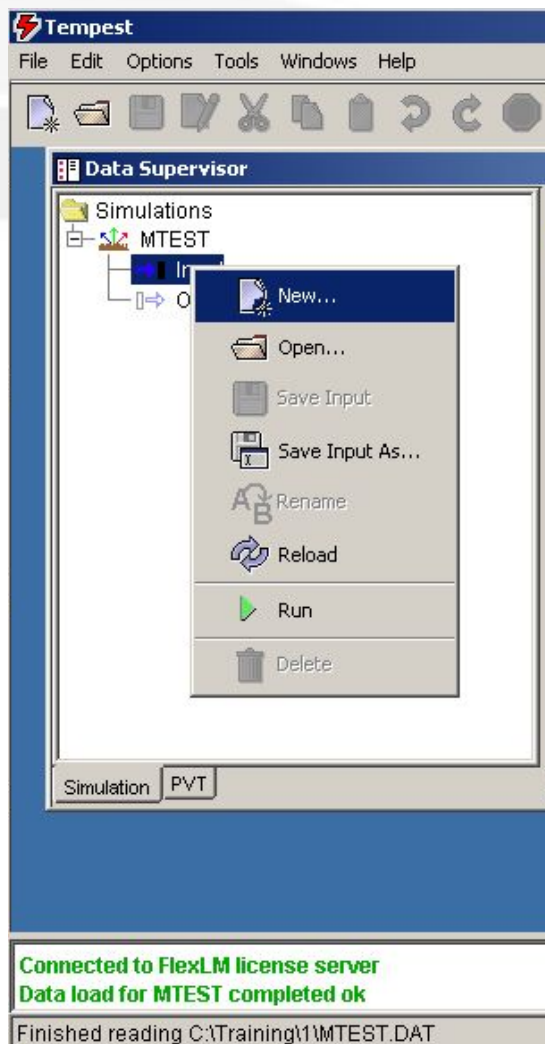


PRODUCTION & PROCESS

# Секции запускающего файла MORE



# Запуск программы



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

**3 типа строк:**

- **Ключевые слова**

Первичные

Вторичные (подключевые слова)

Строки ключевых слов могут также включать в себя данные (значения параметров или опции).

**КЛ. СЛОВО** **ОПЦИЯ**  
**ПОДКЛ. СЛОВО** **ОПЦИЯ**  
<данные> /

Ключевые слова - 4 символьные  
Имена скважин, групп и  
сепараторов - 16 символьные

- **Данные**  
Массивы  
Таблицы

- **Комментарии**  
Используются для документирования создаваемого модельного файла



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Глобальные ключевые слова

- Задание выдачи в выходном файле входного  
**ECHO OFF ON**
- Подключение вспомогательных файлов  
**OPEN {INPU ALL ECLI IRST} FORM UNFO UNIX PC }**  
**INCL**
- Переход между стандартным вводом и альтернативным  
**SWIT**
- Задание выдачи ошибок для контроля в выходном файле  
**ERRO {NERR{FATA NONF} {NONE ERRO ALL} {NOAL ALTE}**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Пример записи глобальных ключевых слов

```
ECHO OFF  
OPEN ALL  
'RST/56mod33'  
/=====
```

```
OPEN INPUT  
'GRID\grid.grd'  
SWITCH
```

```
OPEN INPUT  
'Out1990.txt'  
SWITCH
```

OPEN **ECLIPSE** [UNFO] [FORM] [UNIX][PC]

UNFO - (По умолчанию) Создаёт бинарные файлы;

FORM - Создаёт форматированные (текстовые) файлы;

PC - Создаёт бинарные файлы формата PC;

UNIX - Создаёт бинарные файлы формата UNIX;



## MONI

- выводит информацию о наиболее не сходящейся ячейке и краткое описание сходимости линейного солвера, изменения решения на каждое обновление и т.д
- General non-linear output  
Worst oil residual (3,6,1,0) -7.5998110198  
Active, state 75 0  
prd 469.49104  
co 1.70568794  
cg 7.45505189  
cw 6.75073050  
so 0.84353748  
sg 0.03797585  
sw 0.11848667  
pbd 469.49104  
ro -7.59981  
rg -19.37284  
rw 2.84642  
.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

- Заголовок в выходных файлах **TITL**
- Печать данных секции INPUT
- **PRINT NONE ALL**
- Задание системы единиц измерения
- **UNIT METR POFU**
  - метрическая система измерений
  - американская система измерений
- Дата начала моделирования
- **IDAT 1 JAN 1999** **IDAT Jan, 1, 99**
- Дата запуска модели (Рестарт)
- **SDAT 1 Jan 2009** **SDAT 10 YEAR (DAYS MONT)**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



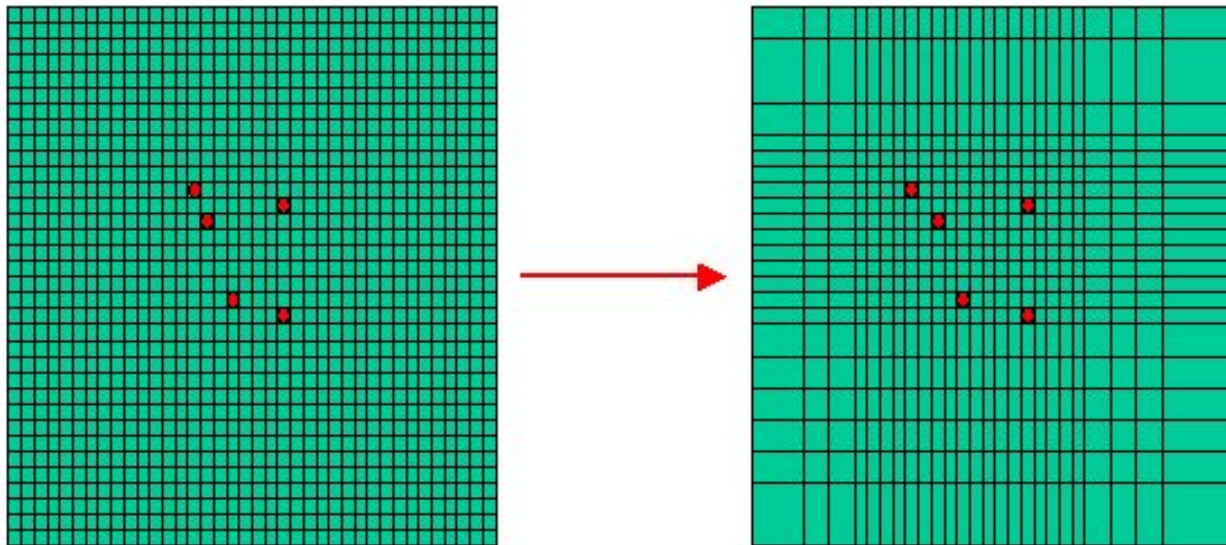
PRODUCTION & PROCESS



**COARsen** – задаёт равномерное укрупнение сетки по осям X-, y- и Z  
COARsen Fx Fy Fz {OUTPut}

**CXGR, CYGR, CZGR**

CXGR 16 {OUTPut}  
10 3 2 10\*1 2 3 10 /



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

- **Название компонентов в модели**  
**CNAM** OIL GAS WATR  
**CNAM** C02 C1 C2 C3 C4 C5 C7P1 C7P2 WATR
- **Объединение компонентов в группы**  
**LUMP** имя группы КОМПОНЕНТЫ  
**CNAME** C02 C1 C2 C3 C4 C5 C7P1 C7P2 WATR  
**LUMP** C7+ C7P1 C7P2
- **Мольный композиционный состав смеси**
- **SCMP** имя состава  
0.6 0.3 0.1 / Мольные доли компонентов



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Секция INPUT

## INPUT DATA

/=====

TITLE BC11-2b of \*\*\*\*\* reservoir

TITLE Variant # 16 from 6-june-2000

//Inje well ROCK & K MULT KWR 1.05

UNIT Metric

IDATE 1 JAN 1988 /

SDATE 0 YEAR /

IMPLICIT FULL

CNAME: OIL WATR



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Свойства флюидов

---



## Модели флюидов в Tempest More

- **BLACK OIL**

В модели “**black oil**” (модель нелетучей нефти Маскета – Мереса) пластовая УВ система рассматривается как двух компонентная (модель трехфазной фильтрации, частный случай, модель двухфазной фильтрации).

Один из компонентов – “газовый”, а другой – “нефтяной”

---

- **EOS (equations of state) – композиционная модель**

Композиционная модель базируется на теории многокомпонентной фильтрации.

Целесообразно применять для прогнозирования процессов разработки месторождений летучих нефтей и для моделирования методов газового воздействия, характеризующихся интенсивным межфазным массообменом.

# Классификация залежей

## Классификация залежей по фазовому состоянию

**Однофазные**

**Двухфазные**

Пластовая нефть (**нефтяная залежь**)

Сухой газ (**газовая залежь**)

Газоконденсатная смесь (**газоконденсатная залежь**)

Нефть + Газоконденсатная смесь

**Газонефтяные, газоконденсатнонефтяные залежи**

**Нефтегазовые, нефтегазоконденсатные залежи**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Моделирование флюидов

- Нефть и газ состоят преимущественно из молекул углеводородов [углерод (C) + водород (H)]
- Типы углеводородных смесей

☐ Сухой газ

☐ Жирный газ

☐ Конденсат

☐ Летучая нефть

☐ Нелетучая нефть

☐ Тяжёлая нефть



**Молекулы с меньшей  
молекулярной массой**



**Молекулы с большей  
молекулярной массой**



INTRODUCTION



SIMULATION

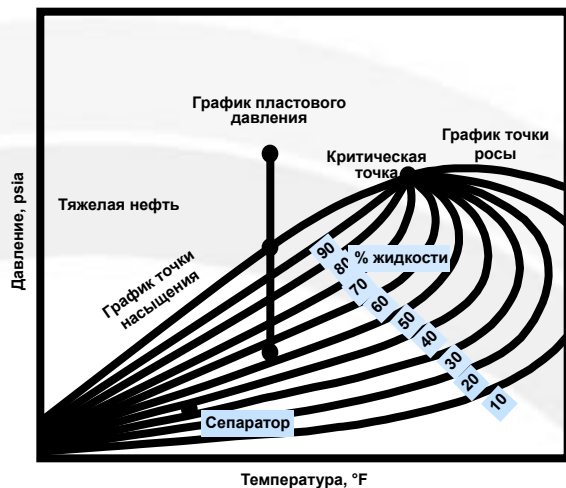


WELL & COMPLETION

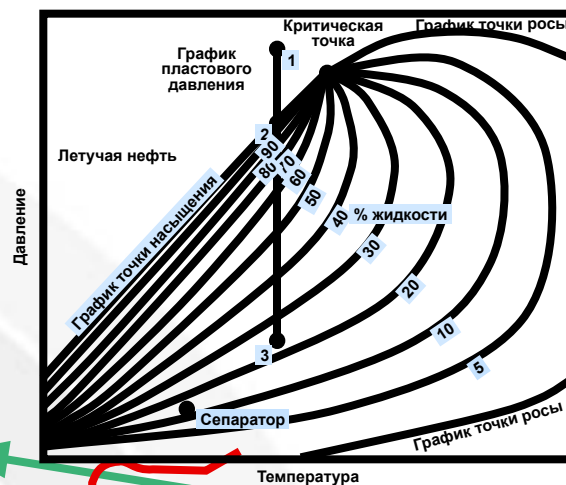


PRODUCTION & PROCESS

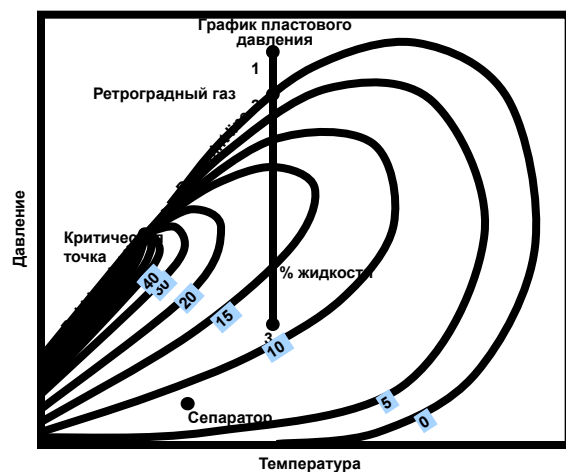
## Нелетучая нефть



## Летучая нефть



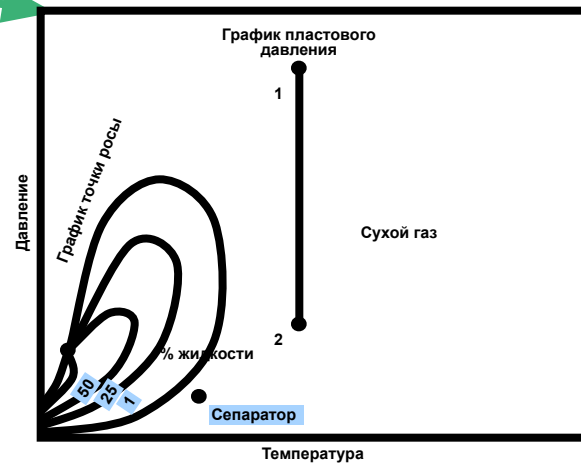
## Пять пластовых флюидов



## Ретроградный газ



## Жирный газ



## Сухой газ



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



## Идентификация месторождений

	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Ретроград - ный газ	Жирный газ	Сухой газ
Первоначальное газосодержание , м3/м3	<315	от 315 до 576	> 576	> 2701,5*	18010*
Первоначальная плотность товарной жидкости, г/см3	< 0.802	> 0.825	> 0.825	до 0.702	Жидкости нет
Цвет товарной жидкости	Темный	Цветной	Слегка окрашен - ный	Бесцвет - ный	Жидкости нет

\* для технологических целей



IDENTIFICATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Лабораторный анализ

	Нелетуча нефть я	Летучая нефть	Ретроград ный газ	Жирный га	Сухой га
Смена фазы в пласте	В точке насыщени	В точке насыщени	В точке росы	He <sup>3</sup> меняется	He <sup>3</sup> меняется
Гептаны+, молекулярный процен	я > 20%	я 20 - 12.5	< 12.5	< 4*	< 0.8*
Объемный коэффициент в точке насыщени	< 2.0	> 2.0	-	-	-

\* для технологических целей



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Типы углеводородных смесей

- Сухой газ – одинаковый газ при пластовых и поверхностных условиях
- Жирный газ – пластовый газ представляет собой комбинацию конденсата и газа в поверхностных условиях
- Ретроградный газ – газ в пластовых условиях объединяет газ в поверхностных условиях и конденсат, но часть конденсата (ретроградный конденсат) остается в пласте
- Летучая нефть – пластовая нефть представляет собой газ и нефть в поверхностных условиях. Такие нефти имеют достаточно высокое давление насыщения, чтобы в значимых концентрациях находиться в поверхностных условиях
- Нелетучая нефть



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

- Сухой газ

- Жирный газ

- Конденсат

околокритическое состояние

- Летучая нефть

- Нелетучая нефть

**EOS**

**black oil**

Часто третичные методы увеличения углеводородоотдачи (закачка газа или сайклинг процесс) требуют такую схематизацию PVT модели, какая достигается только при **композиционном моделировании**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Постоянные свойства флюидов

При работе с моделью “black oil” задается плотность при стандартных условиях “нефтяного” и “газового” компонентов.

### BASI

плотность нефти в ст. условиях;  
молекулярный вес нефти;  
молекулярный вес/плотность газа.

### SDEN

плотность нефти в ст. усл.;  
плотность газа в ст. усл.

### DENSITY

плотность  
товарной  
нефти;  
плотность  
воды в н.у.;  
плотность  
газа в н.у.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Свойства флюидов



PVT-данные, используемые моделями "black oil", всегда включают зависимости от давления объемного коэффициента и газосодержания жидкой фазы.

**Объемный коэффициент** характеризует отношение объема, занимаемого УВ жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях  $V_{np}$  к объему дегазированной нефти  $V_{нд}$

Физический смысл объемного коэффициента: он показывает, во сколько раз объем товарной (дегазированной) нефти меньше объема, занимаемого пластовой нефтью.

**Газосодержанием** называется отношение объема выделившегося из пластовой нефти газа к массе (или объему) дегазированной нефти



INTRODUCTION



SIMULATION



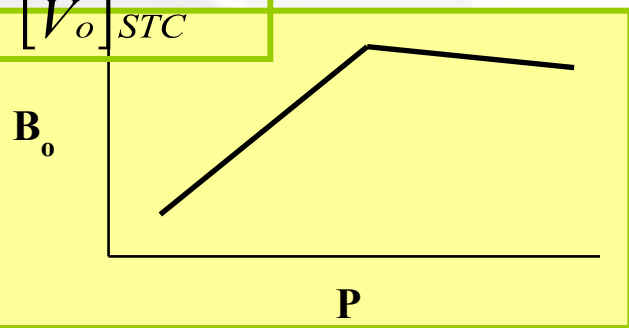
WELL & COMPLETION



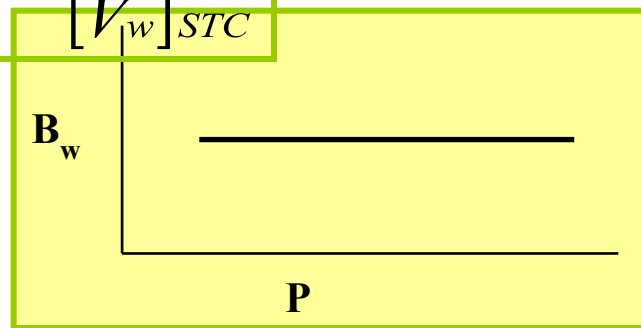
PRODUCTION & PROCESS



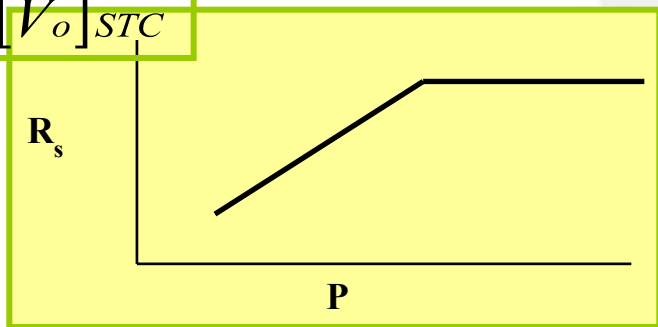
$$B_o = \frac{[V_o + V_{dg}]_{RC}}{[V_o]_{STC}}$$



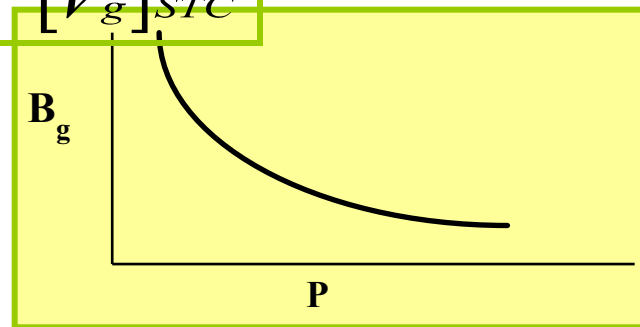
$$B_w = \frac{[V_w]_{RC}}{[V_w]_{STC}}$$



$$R_s = \frac{[V_{dg}]_{STC}}{[V_o]_{STC}}$$



$$B_g = \frac{[V_g]_{RC}}{[V_g]_{STC}}$$



# Модель BLACK OIL

Для задания свойств газовой фазы существуют **два** варианта:

В первом из них предполагается, что газовая фаза не содержит веществ группы C5+, т.е. **состоит только из “газового” компонента**. В этом случае требуется знание лишь зависимости от давления объемного коэффициента газовой фазы.

Во втором варианте **учитывается растворимость в газовой фазе “нефтяного” компонента** (то есть учитывается содержание веществ группы C5+) и поэтому необходимо знать также динамику от давления величины растворимости “нефтяного” компонента в газовой фазе (газонефтяной фактор).



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# PVT свойства флюидов

## OPVT

- ❖ давление насыщения 4 газосодержание  $10^3 \text{м}^3/\text{м}^3$
- ❖ объемный коэффициент 4 сжимаемость
- ❖ вязкость нефти 4 градиент вязкости

Для двухфазной модели считывается только первая строка таблицы.  
Заполнять таблицу полностью не имеет смысла.

## GPVT

- ❖ давление
  - ❖ объемный коэффициент
  - ❖ вязкость газа
  - ❖ газонефтяной фактор



INTRODUCTION



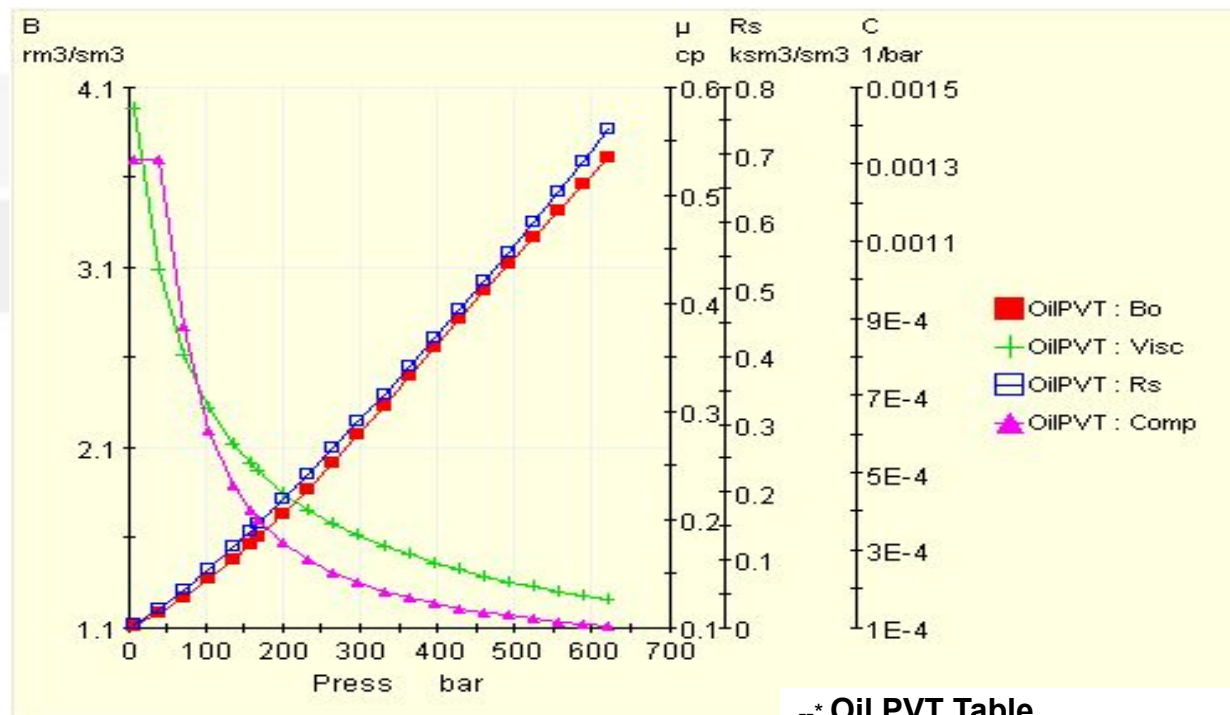
SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



--\* Oil PVT Table

--\* P(bar) Bo(rm3/sm3) Visc(cp) Rs(ksm3/sm3) Comp(1/bar)

OPVT

7.90829	1.10837	0.57995	0.00383	0.00131	/
104.798	1.36514	0.30288	0.08617	6.08522e-04	/
201.687	1.72887	0.22454	0.18963	3.16191e-04	/
330.873	2.32436	0.17510	0.34429	1.92738e-04	/
524.652	3.26743	0.13718	0.59998	1.21551e-04	/

/



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание свойств недонасыщенной нефти

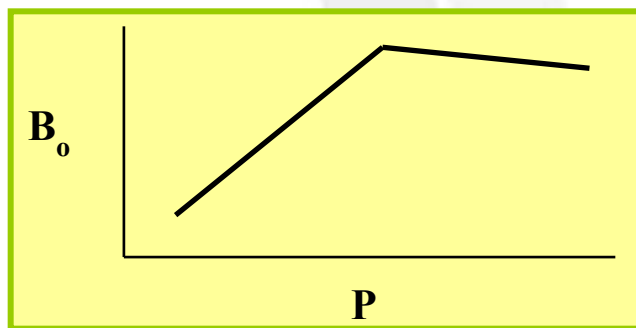
**Давление насыщения** пластовой нефти газом  $P_n$  - это давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти появляются первые признаки свободного газа

Изменение наклона зависимостей объемного коэффициента ( $B_o$ ) и вязкости от  $P$  определяются данными **сжимаемости нефти и градиентом вязкости**

$$C_o = -1/B_o(dB_o/dP)$$

$$m_s = 1/\mu_o(d\mu_o/dP)$$

Они могут быть рассчитаны из 2 последних строк в OPVT данных, или заданы явно



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Свойства пластовой воды

## WATR

*denwsc* плотность воды в стандартных условиях

*denwref* плотность воды при пластовой температуре и приведенном давлении

*comprsw* сжимаемость воды

*pref* приведенное давление

*viscw* вязкость воды в пластовых условиях

*dvisc wdP* производная вязкости воды по давлению

## PVTW

*pref* Приведенное давление

*Bw* Объемный коэффициент воды при приведенном давлении

*compw* Сжимаемость воды

*viscw* Вязкость воды в пластовых условиях

*dvisc wdP* производная по давлению от вязкости воды

при давления  $p$  :

$$\rho_w = \rho_{wref} * [1 + comprsw * (P - Pref)]$$

$$\mu_w = \mu_{wref} * [1 + dvisc wdP * (P - Pref)]$$



**KVSP {IRRV}**

**P1 KM1 PVM1**

**/**

**P2 KM2 PVM2**

**/**

**...**

**...**

**Pn KMn PVMn**

Можно ввести до 10 таблиц и до 50 строк в каждой таблице.

Для давлений вне диапазона, покрываемого таблицей, будет использоваться последнее (первое) значение КМ в таблице.

**Задание регионов:**

**КРТА в секции GRID**

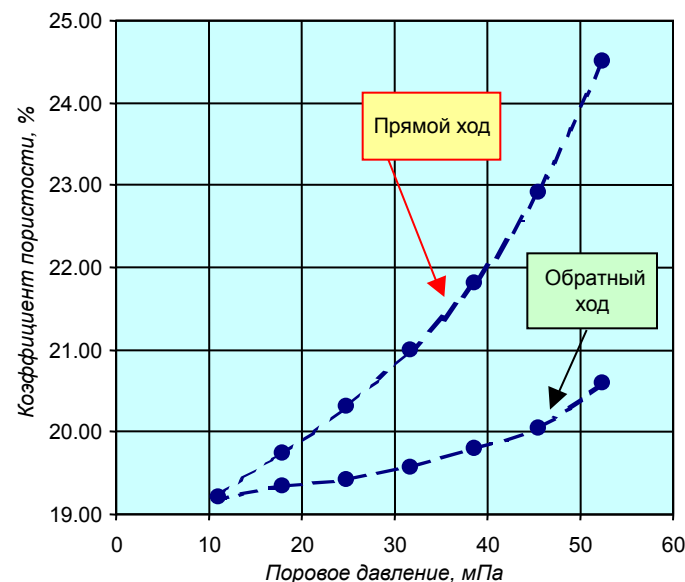
Р - Давление

КМ - Множители проницаемости, зависящие от давления.

PVM - Множители порового объёма, зависящие от давления

IRRV - Делает изменения проницаемости необратимыми

Porosity vs Pore Pressure



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Использование корреляций PVT-свойств флюидов

Simulations Tools Windows Help

File Edit View Options Database Windows Help

**New Simulation Wizard**

Setup **Fluid** Rel Perm Grid Initial Dynamic

Temperature

Reservoir Temperature  F

Phase Properties

Oil	<input checked="" type="checkbox"/>	Oil Gravity	<input type="text" value="0.80000"/>	sg(Water=1)	
		Gas-Oil Ratio	<input type="text" value="0.80000"/>	Mscf/stb	
Gas	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas Gravity	<input type="text" value="0.90000"/>	sg(Air=1)	
Water	<input checked="" type="checkbox"/>	Brine Gravity	<input type="text" value="1.10000"/>	sg(Water=1)	

Cancel Previous Next

# Секция FLUID

/=====

FLUID BLACK OIL

/=====

WATR	denwsc	denwref	comprsw	pref	viscw
	1010.	990.	0.0000369	1.	.46

BASIC	denosc	oilmv	gmwgr
	835.	184.5	0.841 /

TEMP 81. /

OPVT	P	Bo	VISCO	Rsgo	oCmpr	oVslope
	85	1.20	1.28	0.005	0.000149	0.0022/

/



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Упражнение 1

С помощью New Simulation Wizard создать новую модель.



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



## Упражнение 2

В созданном в первом упражнении файле используя исходные данные из файла PVT отредактировать секцию FLUID.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

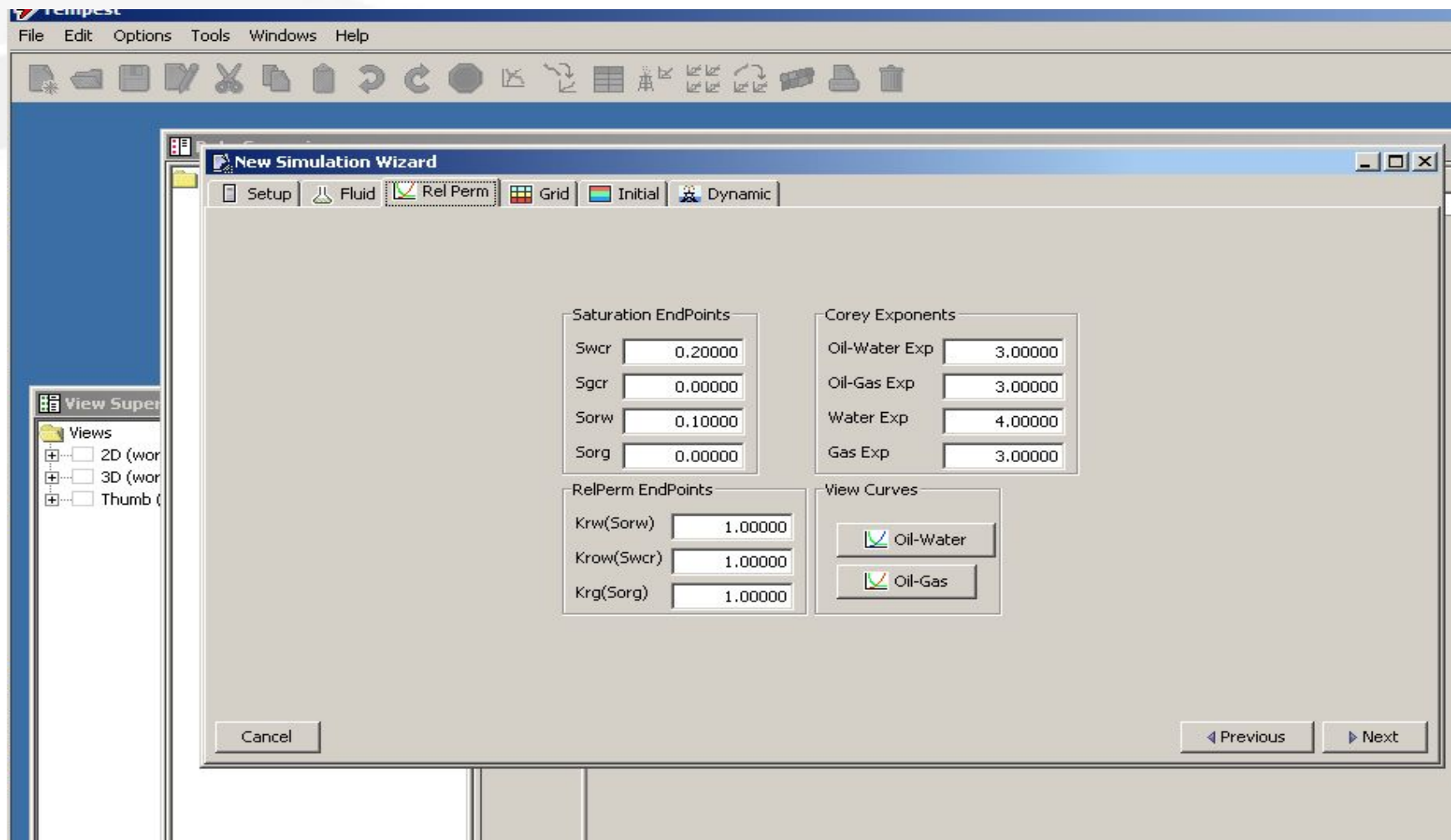


PRODUCTION & PROCESS

## Относительные фазовые проницаемости

---

# Построение ОФП



# Относительные фазовые проницаемости

в системе вода-нефть (KRWO);

в системе газ-нефть (KRG0);

Таблицы должны содержать не менее 2-х и не более 50 строк данных.

Связанная водонасыщенность определяется первым не нулевым значением

```

KRWO:  sw      krw      krow      pcow
        0.10    0.00      1.0000    /
        0.30    0.07      0.4000    /
        0.40    0.15      0.1250    /
        0.50    0.24      0.0649    /
        0.60    0.33      0.0048    /
        0.80    0.65      0.0000    /
        0.90    0.83      0.0000    /
        1.00    1.00      0.0000    /
  
```

/end

```

KRG0:  sg      krg      krog      pcgo
        0.00    0.0000    1.00      /
        0.04    0.0000    0.60      /
        0.10    0.0220    0.33      /
        0.20    0.1000    0.10      /
        0.30    0.2400    0.02      /
        0.40    0.3400    0.00      /
        0.50    0.4200    0.00      /
        0.60    0.5000    0.00      /
        0.70    0.8125    0.00      /
        0.9     0.9700    0.00      /
        1.00    1.0000    0.00
  
```

/end



# KRWO - Таблица относительных фазовых проницаемостей в системе нефть - вода

KRWO

<i>sw</i>	<i>rkw</i>	<i>rkow</i>	<i>pcow</i>	<i>rkwh</i>	<i>rkowh</i>
:	:	:	:	:	:
/					

<i>sw</i> –	Водонасыщенность
<i>rkw</i> –	Относительная фазовая проницаемость воды в присутствии нефти
<i>rkow</i> –	Относительная фазовая проницаемость нефти в присутствии воды
<i>pcow</i> –	Капиллярное давление между нефтяной и водной фазой
<i>rkwh</i> –	Обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости воды в присутствии нефти
<i>rkowh</i> –	Обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости для нефти в системе нефть - вода .



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# KRGO - Таблица относительных фазовых проницаемостей в системе газ - нефть

KRGO {REVE}

sg    rkg    rkog    pcgo    rkgh    rkogh  
 :    :    :    :    :    :

/

REVErse	Определяет, что ввод таблицы осуществлен в ОБРАТНОМ порядке, первый столбец становится насыщенностью жидкости, а столбец для rkg находится на месте столбца rkog.
sg	Газонасыщенность (насыщенность жидкости для опции REVErse)
rkg	Относительная фазовая проницаемость газа в присутствии нефти и связанной воды
rkog	Относительная фазовая проницаемость нефти в присутствии газа и связанной воды
pcgo	Газо-нефтяное капиллярное давление в присутствии нефти и связанной воды
rkgh	Возвратная ветвь гистерезиса фазовой проницаемости воды в присутствии газа
rkogh	Обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости для нефти в системе нефть - вода .



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Другие методы задания кривых относительных фазовых проницаемостей

- **OSF**

Фазовые проницаемости как функции нефтенасыщенности

- **GSF**

Фазовые проницаемости как функции газонасыщенности

- **WSF**

Фазовые проницаемости как функции водонасыщенности

OSF	So	Krow	Krog
	0.00	0.0	0.0 /
	0.28	1*	0.0 /
	0.38	1*	0.0 /
	0.40	0.08	1* /
	0.48	1*	0.02 /
	0.50	0.069	1* /
	0.58	1*	0.10 /
	0.60	0.125	1* /
	0.68	1*	0.33 /
	0.70	0.4	1* /
	0.74	1*	0.6 /
	0.78	1.0	1.0 /
	/		



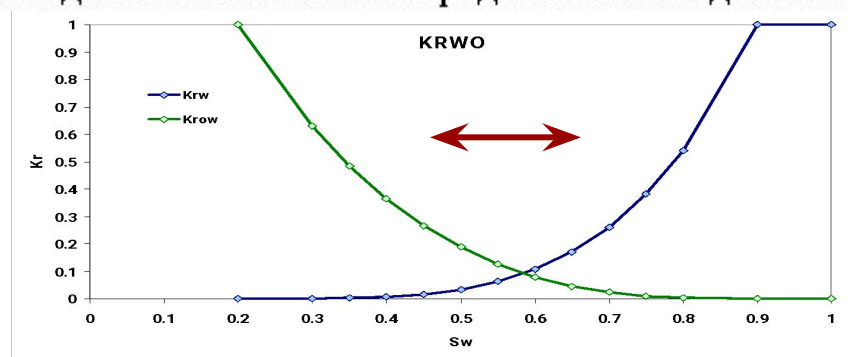
# Масштабирование таблиц относительных фазовых проницаемостей

## Массивы задаются в секции GRID

Для масштабирования конечных точек фазовых проницаемостей (end point scaling).

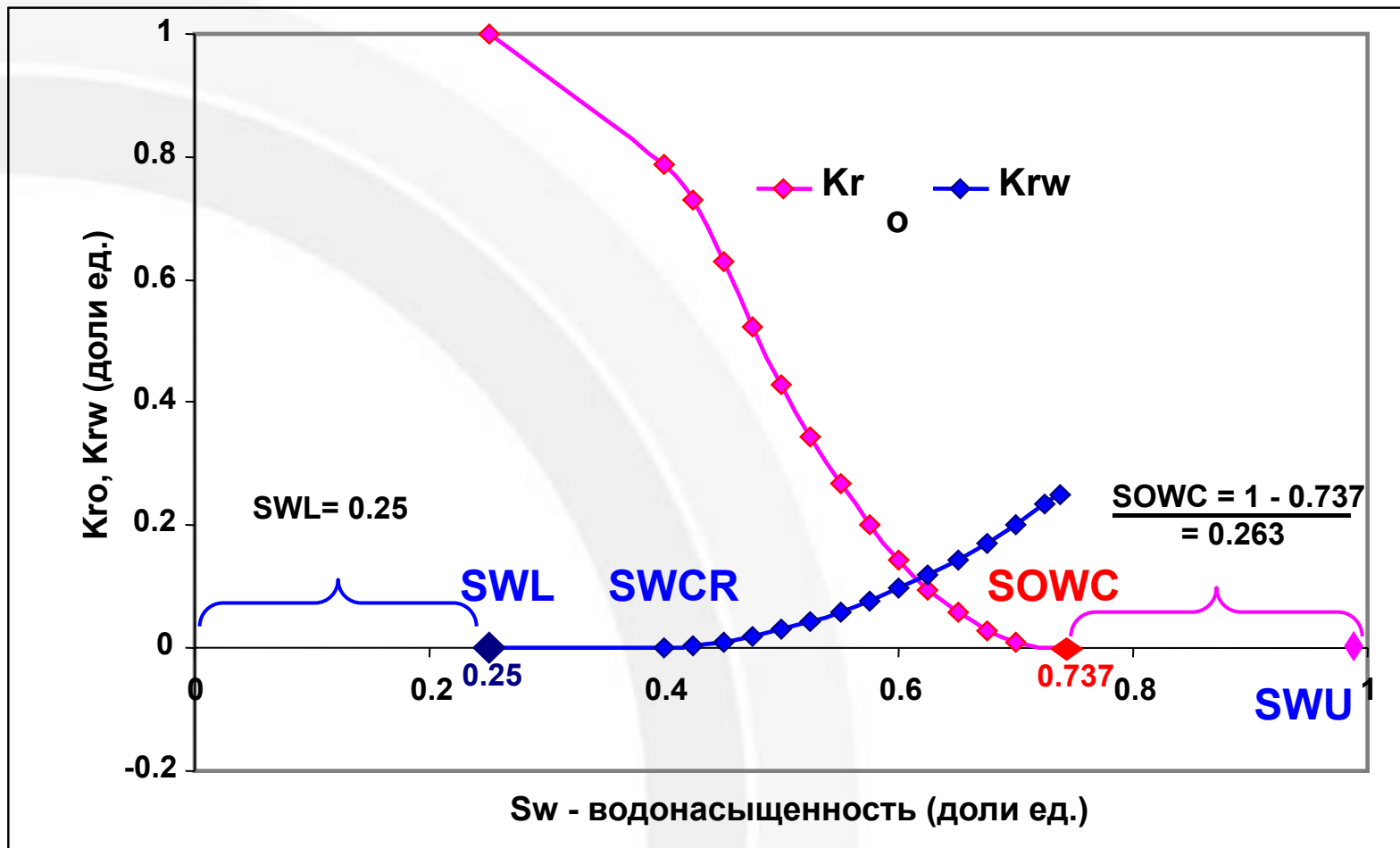
Название	Описание
SOGC	Критическая нефтенасыщенность в системе нефть – газ– связанная вода
SOWC	Критическая нефтенасыщенность в системе нефть – вода
SGL	Минимальная (реликтовая) газонасыщенность
SGCR	Критическая газонасыщенность
SGU	Максимальная газонасыщенность
SWL	Минимальная (реликтовая) водонасыщенность
SWCR	Критическая водонасыщенность
SWU	Максимальная водонасыщенность

Значения по умолчанию для этих массивов определяются по данным в секции RELA.





# Определение конечных точек ОФП



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



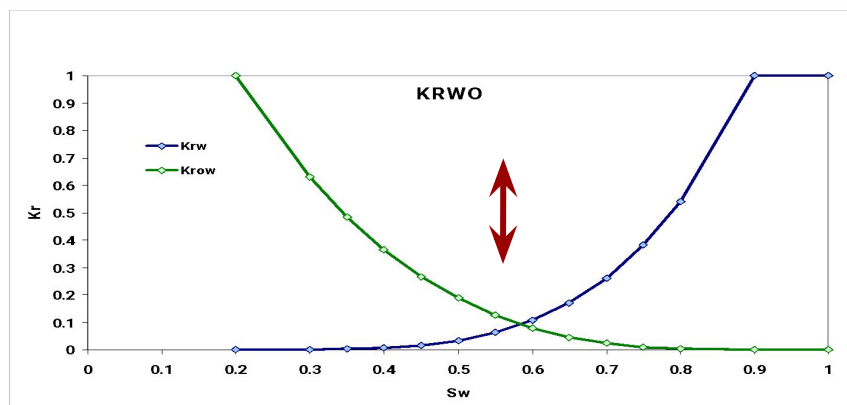
PRODUCTION & PROCESS

# Масштабирование таблиц относительных фазовых проницаемостей

## Массивы задаются в секции GRID

Для вертикального масштабирования таблиц фазовых проницаемостей.

Название	Описание	По умолчанию
XKRO	Множитель относительной фазовой проницаемости по нефти	1
XKRG	Множитель относительной фазовой проницаемости по газу	1
XKRW	Множитель относительной фазовой проницаемости по воде	1
XPCG	Множитель капиллярных давлений по газу	1
XPCW	Множитель капиллярных давлений по воде	1



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Масштабирование кривых относительных фазовых проницаемостей

## SCAL $n$

*Swcr Sowcr Sgcr Sogcr Spivot Swco*

Данный вид масштабирования не связан с масштабированием конечных точек при помощи массивов типа SWL

SCAL 1

0.15 0.2 0.2 0.2 1\* 0.1 /

$n$  Номер первоначальной кривой относительных фазовых проницаемостей, которая будет масштабироваться. Обратите внимание: кривые пронумерованы, в той же последовательности, в какой они были заданы в предыдущих ключевых словах. Масштабирование всегда идет после задания оригинальных (начальных) кривых

*swcr* Связанная водонасыщенность для масштабируемой кривой

*sowcr* Связанная нефтенасыщенность в системе нефть – вода для масштабируемой кривой

*sgcr* Связанная газонасыщенность для масштабируемой кривой

*sogcr* Связанная нефтенасыщенность в системе нефть – газ для масштабируемой кривой

*spivot* Более не используется

*swco* Реликтовая (минимальная) водонасыщенность для масштабируемой кривой



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Масштабирование кривых относительных фазовых проницаемостей

Задается в секции INPUT

EPS 4

EPSP 2

## EPS [3POINT 4POINT]

Опция 3POINT масштабирует кривую относительной фазовой проницаемости по связанной, критической и максимальной насыщенностям.

Опция 4POINT масштабирует кривую относительной фазовой проницаемости еще и по остаточной для второй фазы.

По умолчанию кривая капиллярного давления масштабируется также при помощи этой опции вслед за кривой относительной фазовой проницаемости. В качестве альтернативы можно использовать ключевое слово EPSP для задания другой опции масштабирования концевых точек для капиллярных кривых.

## EPSP [NO,OFF,0POINT,2POINT,3POINT,4POINT]

Опции NO,OFF и 0POINT отключают масштабирование капиллярных давлений - будут масштабироваться только относительные проницаемости.

Опция 2POINT масштабирует кривую капиллярного давления в точках связанной и максимальной насыщенности.

Опция 3POINT масштабирует кривую капиллярного давления в точках связанной, критической и максимальной насыщенности.

Опция 4POINT масштабирует кривую капиллярного давления в точках связанной, критической, остаточной и максимальной насыщенности.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# FRPC - Фиксация капиллярных давлений

Ключевое слово FRPC в секции RELA позволяет зафиксировать начальные значения капиллярных давлений для всего запуска.

## Направленные относительные фазовые проницаемости

### KRDR [IRRV]

Таблицы ОФП, использовавшиеся для потоков в x-, y- и z- направлениях, задаются затем массивами **KRDX**, **KRDY** и **KRDZ** в секции GRID.

Поток в скважину по-прежнему контролируется массивами ROCK или SATN.

Разные таблицы ОФП могут быть определены для потоков в положительном и отрицательном x-, y- и z- направлениях.

Таблицы с номерами ОФП для положительного направления потока так же определяются ключевыми словами **KRDX**, **KRDY** и **KRDZ**.

Таблицы с номерами ОФП для отрицательного направления потока определяются ключевыми словами **KRMX**, **KRMY** и **KRMZ**.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Упражнение 3.

Задать в секции RELA относительные фазовые проницаемости KRWO.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Секция Grid

---



- Радиальная и декартова система координат;
- Прямоугольные ячейки (Cartesian) и четырехугольные ячейки (Corner Point).
- Определение размера сетки и блоков ее составляющих (**SIZE, SPEC, HORI, VERT** и др.)  
Начало координат сетки (по умолчанию) размещено в верхнем левом углу.
- Преобразование системы координат (**ROTA**)



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



## Задание сетки

**GRID** - открытие секции

- Размер и тип сетки

**SIZE** *nx ny nz* {**RADI CART**}

- Задание шаблона разностной схемы

**HORI** {**BLOC POIN**}

**VERT** {**BLOC POIN**}

- Значение глубины

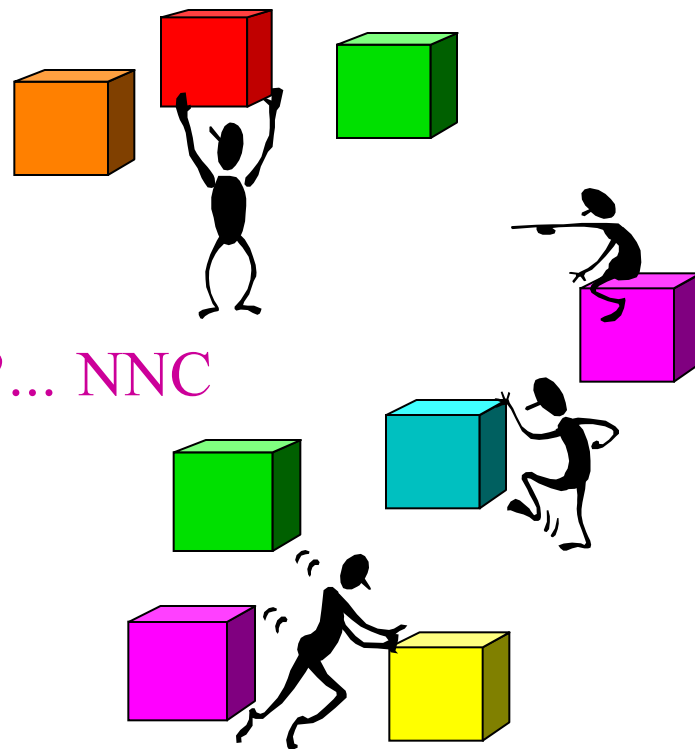
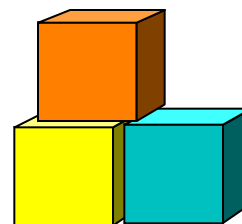
**DATU** *2789 meters*

- Определение опции печати

**PRINT** **NONE** **MAP** *array1 array2... NNC*

- Определение области печати

**ZONE** *i1 i2 j1 j2 k1 k2*



INTRODUCTION



SIMULATION



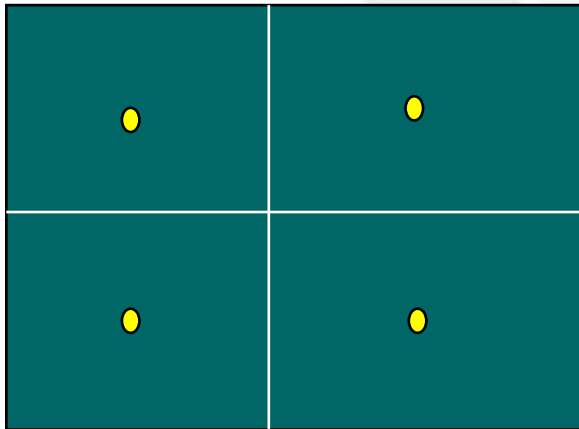
WELL & COMPLETION



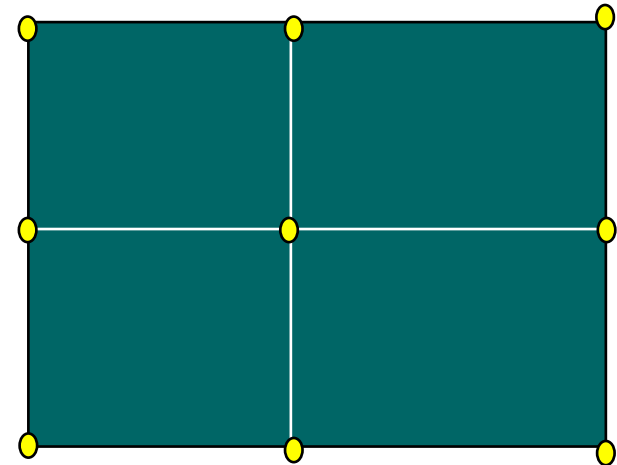
PRODUCTION & PROCESS

В секции GRID: VERT BLOC  
HORI BLOC

MORE переписывает все кубы в формате BLOC



Block



Point



/=====

GRID DATA

/=====

PRINT MAP

SIZE 70 222 19 CART

HORI BLOCK

VERT BLOCK

DATUM 2370. /

OPEN INPUT

'GRID\grid.grd'

SWITCH



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

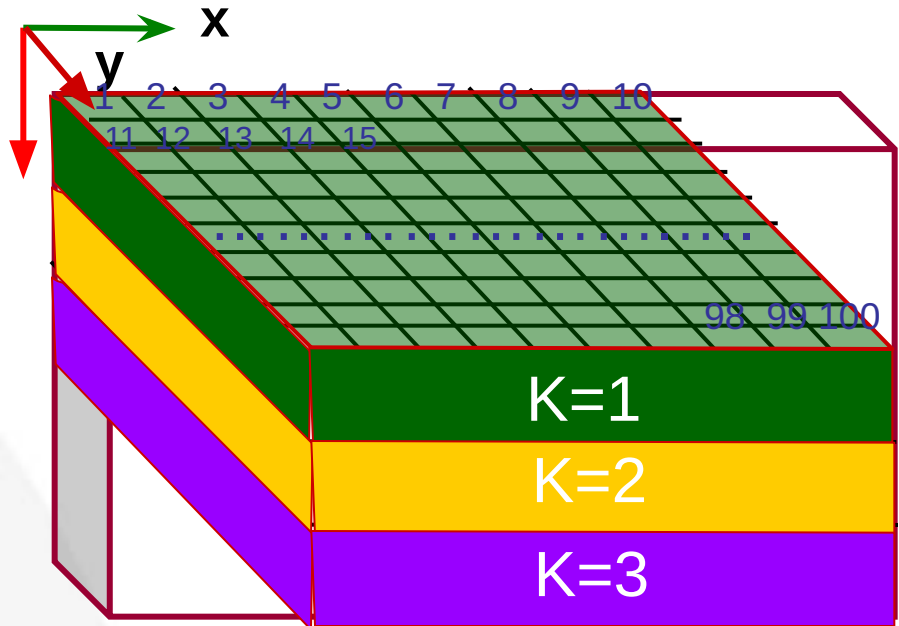


PRODUCTION & PROCESS

Ось z направлена вниз

Система координат -  
правосторонняя

Первый слой (K=1)  
расположен вверху сетки.  
Ячейки нумеруются по  
направлениям x, y и z с помощью индексов I, J и K.



При вводе значений в модель используется так называемый  
“естественный” ('natural') порядок, то есть самым быстрым  
является x-индекс, а самым медленным z-индекс.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Пример задания сетки

- Размер блоков - в направлениях Y и X

**X-DI** и **Y-DI**

{CONS VARI LOGA}

<data>

- Задание глубины и толщины пластов

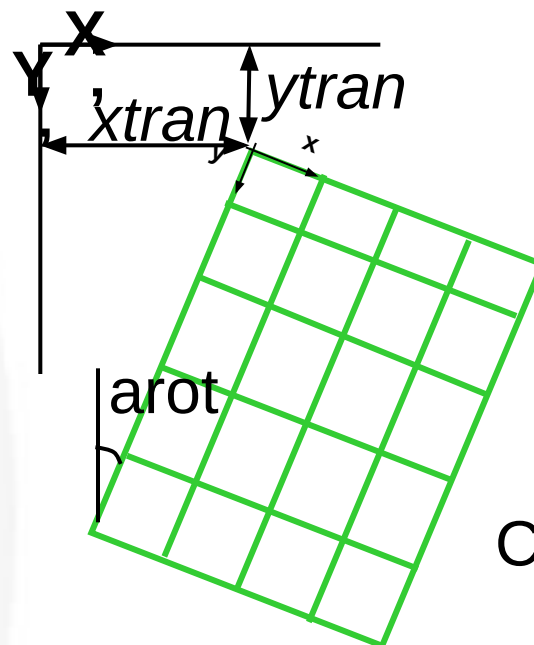
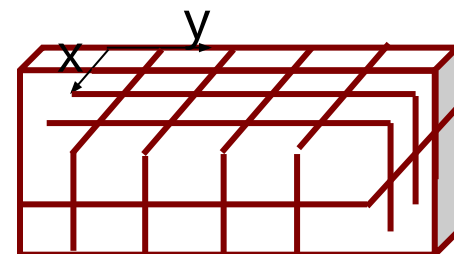
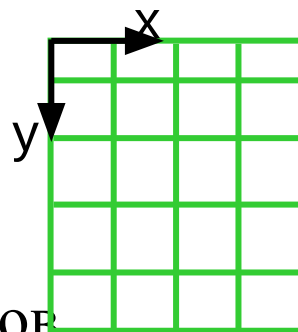
**DEPT, THIC**

- Вращение и перемещение сетки

**ROTA** *xtran ytran arot*

- Определение z-положения

**Z-DI**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Ввод массивов

**XCOO, YCOO, ZCOO** - x, y, z координаты блоков, м;

**XGRI, YGRI, ZGRI**, - размер блоков сетки о x, y, z направлениям, м;

**THIC** - общая толщина, м;

**PORO** - пористость, доли ед.;

**K\_X, K\_Y, K\_Z** - проницаемость по x, y, z, мД;

**NET** - эффективная толщина, м;

**NTOG** - коэффициент песчанистости;

**ACTN** - область активных блоков;

**PHIN** - пористость-толщина ( $PHIN=PORO*THIC$ ), м;

**K\_XH** - проницаемость по x - толщина ( $K_XH=K_X*THIC*NTOG$ ), мД-м;

**PHIN** - пористость- коэффициент песчанистости ( $PHIN=NTOG*PORO*ACTN$ ), д. ед.;

**K\_XN, K\_YN** - проницаемость по x, y - эффективная нефтенасыщенная толщина, мД/мД;

**DEVX, DEVY** - отклонение вертикальной проницаемости от оси x, y, град.;

**K\_XP** - проницаемость по x /пористость, мД;

**KYKX, KZKX** - проницаемость по y, z / проницаемость по x, мД/мД;



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

**CROC** - сжимаемость породы,  $\text{бар}^{-1}$ ;

**REFE** - пластовое давление для распределения пористости, бар ;

**CROC и REFE** - сжимаемость породы и приведенное давление, при котором задана пористость.

Пористость является линейной функцией давления:

$m = m_0 [ 1 + Cr ( P - P_0 ) ]$  , где:

$m_0$  - пористость, заданная в модели

$m$  - пористость при давлении  $P$

$Cr$  - сжимаемость породы, CROC

$P_0$  - массив REFE, содержащий давление,  
при котором задана пористость

**ROCK** - определение областей с различными типами пород;

**EQUI** - регионы по инициализации

**TTHI** - общая толщина, м;

**MULX, MULY, MULZ** - коэффициенты сообщаемости по x, y, z направлениям  
и т.д.



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Ввод параметров секции **Grid** может быть различным и определяется двумя пунктами:

- Как вводить слои?
- Как вводить данные для каждого слоя?

KEYWORD OPTION  
SUBKEYWORD OPTION  
<data> /

## Examples:

CROC UNIF  
CONS  
0.000004 /

ZGRI DISC  
VARI DISC  
7515 7615...

K\_X  
ZVARIABLE  
43 45 46 53 /



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



KEYWORD OPTION

SUBKEYWORD

По умолчанию **VARI**

Данные для 1 слоя

Данные для 2 слоя

Данные для 3 слоя

По умолчанию **VARI**

/

**Нижеприведенные примеры дают одинаковый результат для сетки 10x10x4:**

**K\_X**

100\*43 100\*46  
100\*39 100\*70 /

**K\_X VARI**

**VARI**

100\*43 100\*46  
100\*39 100\*70 /

**K\_X**

**ZVARIABLE**

43 46 39 70 /



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

- **Заданы только K\_X и PORO.**

по умолчанию существуют зависимости между массивами, например

$$K_{YKX} = K_Y / K_X = 1 \quad K_{ZKX} = K_Z / K_X = 1$$

**Определяемые пользователем массивы**

DEFINE имя массива {ТИП массива}

‘Описание массива’

FLIP - как массив пластовых запасов.

- **Математические выражения обработки Сетки**

Для слоев: array (l1:l2) = выражение

Арифметические функции могут использоваться для всего массива

+, -, \*, /, \*\*, SQRT, LOG, MAX, COS, SIN и т.д.



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## •Изменение значений

**MODI** *i1 i2 j1 j2 k1 k2 ZERO NINT*

*<+ \* min max>*

MODI 4\* 2 2/

1\* 0,4 /

(Умножить все значения в слое 2 на 0.4)

MODI 6\* ZERO

2\* 0.02 /

(Любые значения меньше чем 0.02 приравниваются к 0.)

## •Замена значений

**REPL** *i1 i2 j1 j2 k1 k2*

*<data>*

REPL 1 3 4 5 2 2

.12 .23 .20

.15 .18 .19 /

(Заменить первые три значения в строках (4 и 5) из второго слоя)



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Интерполяция

## • Линейная или квадратичная LINE {NOXY IN-X IN-Y X&Y}

<data>

NOXY Не надо задавать значения x и y, т.к. используются значения, которые вводились до этого.

IN\_X Линейная интерполяция в X-направлении. Это единственная опция для 1-D модели или модели 2-D. Также можно использовать другое написание IN-X или X-DI.

IN\_Y Линейная интерполяция в Y-направлении. Также можно использовать другое написание IN-Y или Y-DI.

X&Y Билинейная интерполяция по X и Y

## • Взвешенная по расстоянию INTE exp n {NOXY ALLX TRIP}

exp Коэффициент экспоненциального взвешивания

neighbours Число самых близких соседей

ALLX Все значения x сопровождаются всеми значениями y и всеми значениями z **TRIPlots**  
Значения заданы как x, y, z

Пример: DEPT  
LINE

	0	500	1000	/	x
	0	2000	4000	/	y
1280	1300	1290			
1285	1310	1300			
1280	1305	1295	/		

K-X

INTERPOLATION

0	0	8			
3734	0	11			
0	1867	9			
3734	1867	12			
1867	933.5	14	/		



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

- Функция пористости

**F(POR** {LOGA LINE}

- Функция глубины

**F(DE**

*Пример:* K X UNIF  
F(POR LOGA  
0.25 50  
0.28 200  
0.30 500  
/ end

F(DEpth) nregion  
h t p psat sgas swater composition



**Замена или изменение порового объема, сообщаемости и глубины**

**PVOL(TRAN,DEPT)** *i1 i2 j1 j2 k1 k2 {REPL MODI} ZERO*

1. *<+ \* min max>*

2. *<data>*

**Изменение суммарной сообщаемости/порового объёма**

**TSUM** *i1 i2 j1 j2 k1 k2*

*xmult xmax /*



```
OPEN INPUT  
'GRID\k_z.dat'  
SWITCH  
/well 1094  
MODI 24 28 86 89 1 16 /  
1* 0.1 /  
/well 1138  
MODI 35 37 105 107 14 14 /  
2* 0.1 /  
K_Z = K_Z/10  
  
KZKX  
MODI 6* /  
2* 0.1 /  
PVOL 51 70 40 53 1 19 MODI /  
1* 800 /
```



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

```
ROCK
ZVARI
19*1 /
DEFINE WRK1
'work_rock1'
DEFINE WRK2
'work_rock2'
WRK1 = K_X
WRK1
MODI 1 70 1 222 1 19 ZERO
0 1 20 /
WRK1 = WRK1/K_X
WRK2 = K_X
WRK2
MODI 1 70 1 222 1 19 ZERO
0 1 100 /
WRK2 = WRK2/K_X
ROCK = ROCK + WRK1 + WRK2
```



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



Минимальная мощность ячейки

**MINDZ**

Условие создание выклинивания

**PINC** {ON OFF}

**hmin** /

Минимально допустимый поровый объём

**MINP** {VALU} {MORE} {ECL}

**pvmin** /



INTRODUCTION



SIMULATION



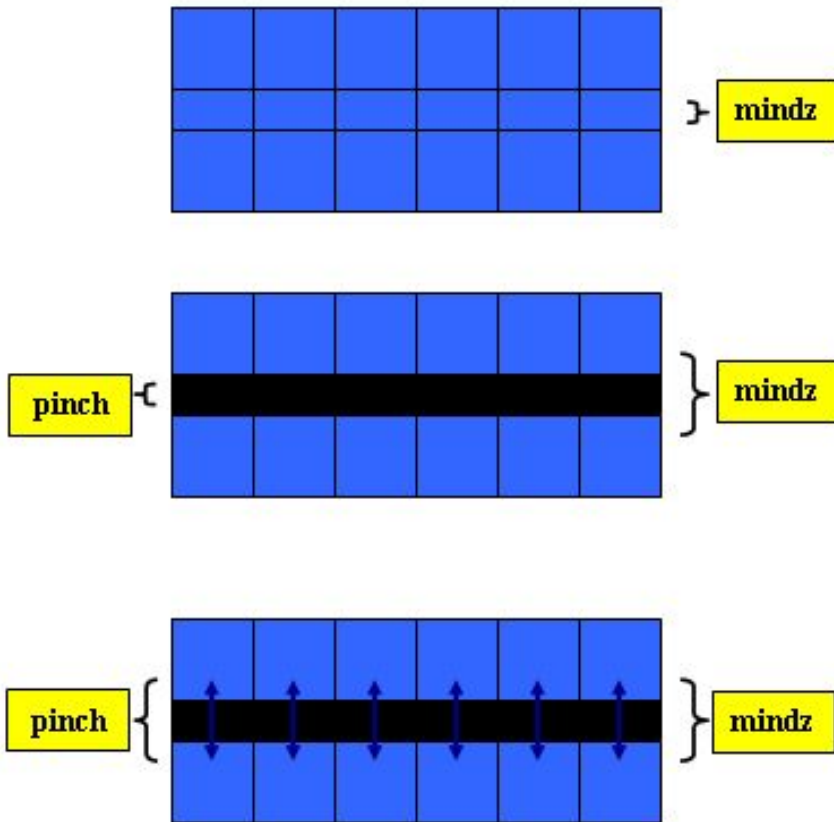
WELL & COMPLETION



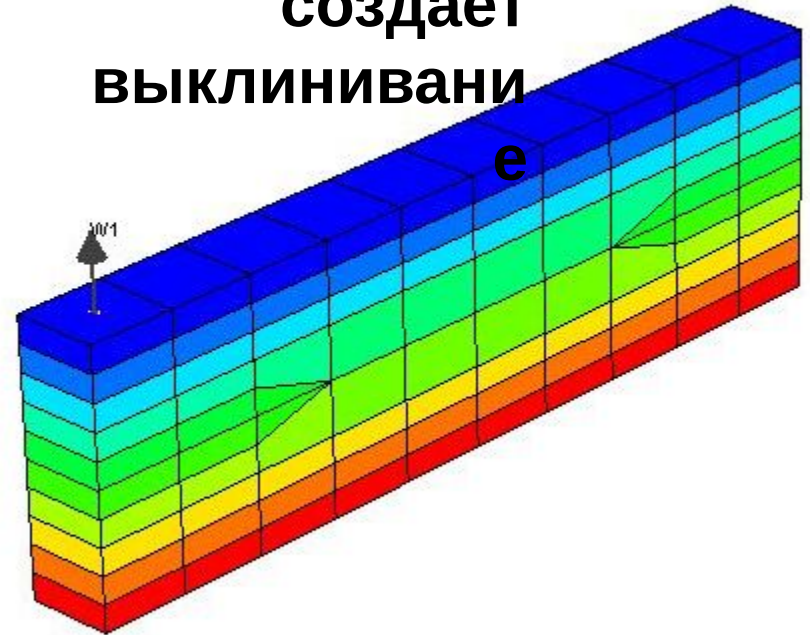
PRODUCTION & PROCESS

# Создание выклинивания

**MINDz, MINPv – ограничения по мощности и поровому объему**



**PINC – создает выклинивание**



**PNSW – блокирует выклинивание (MORE 6.3)**



INTRODUCTION



SIMULATION

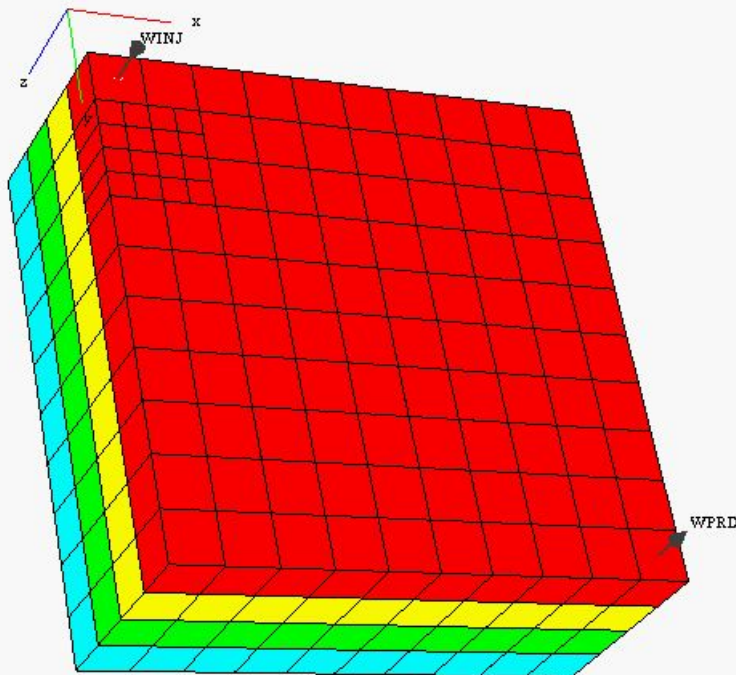


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

**LGRD 4 4 1 1 2 2 3 1 1 lgr-3A**



Размерность глобальной сетки  
**10x10x4**

Создаётся LGR размерностью  
**4x4x1**

в диапазоне ячеек по

**I - [1, 2], J - [2, 3], Z=1.**

## REFI и ENDR

Эти ключевые слова позволяют задавать значения статических параметров для локальных измельчений.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Определение

**NNC** {MULT} {MORE ECLI}

i1 j1 k1 i2 j2 k2 tran  
/

## Определение сообщаемости

**TCON** ishft jshft kshft i1 i2 j1 j2 k1 k2 {UNIF} {MULT}  
tran /

## Множители сообщаемости

**TMUL** tmult



INTRODUCTION



SIMULATION

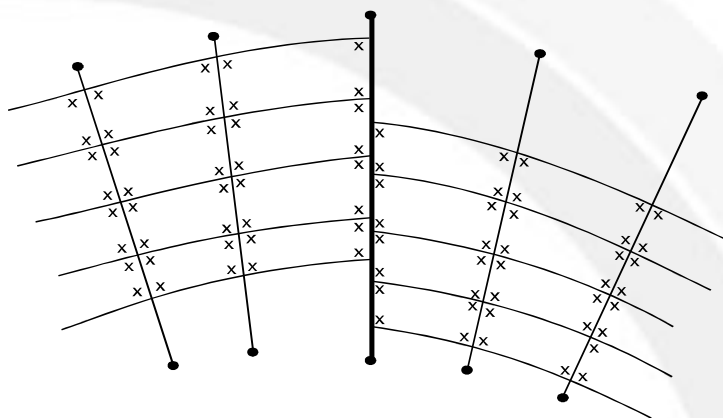


WELL & COMPLETION

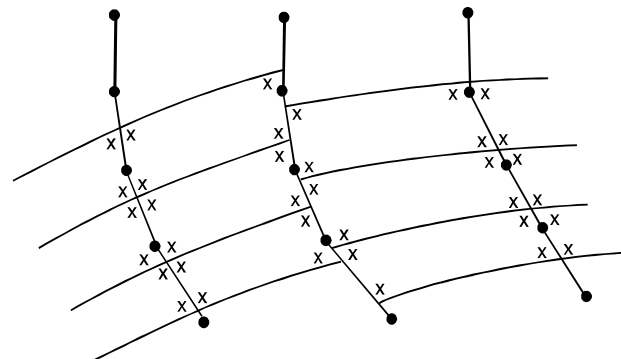


PRODUCTION & PROCESS

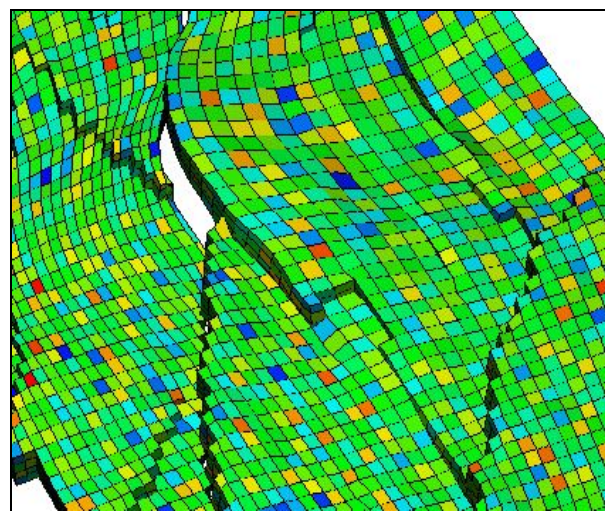
## Задание разломов (вертикальные, наклонные)



Прямые разломы



Искривленные разломы



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

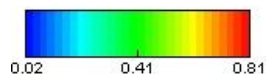
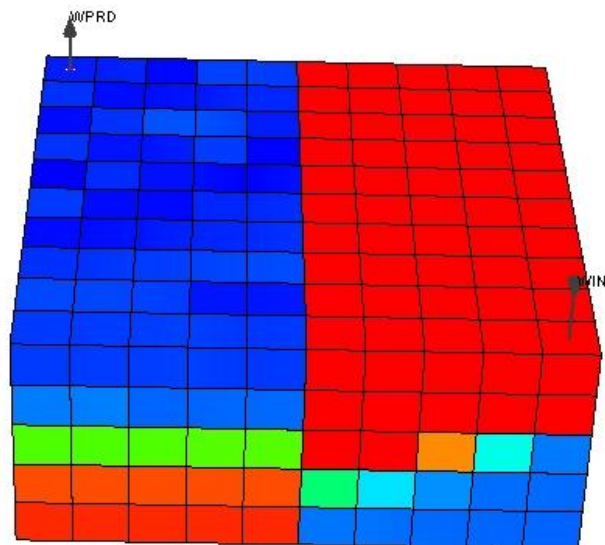
## Задание разлома

FAULTS	-- NAME	IX1	IX2	IY1	IY2	IZ1	IZ2	FACE
	F	5	5	1	10	1	5	X /

/

Множитель разлома

MULTFLT F 0 /



sim1 : Oil Phase Saturation  
June 19, 2054 (18628.0 days), Step 614



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание разлома

**FAULT** *fname* *k1* *k2* {**MAX MIN**}

*i1 j1 to-where ij2 to-where ij3 . . . /*

## Множитель разлома

**FMULT** *fname* *xmult*



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



## Упражнение 4

В рабочем файле задать все необходимые данные секции GRID



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



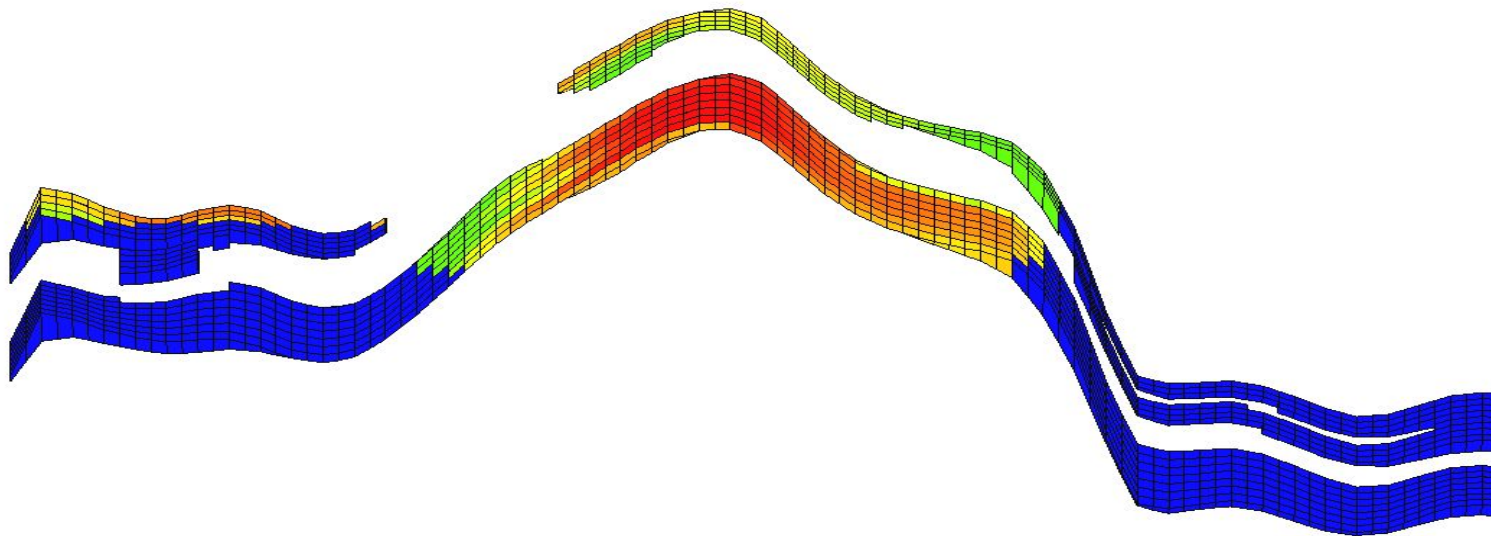
## Инициализация

---

# Инициализация

Существует два способа определения начального состояния:

- Расчет начального равновесного состояния (EQUI);
  - без подключения массива начальной водонасыщенности
  - с подключением массива начальной водонасыщенности
- Задание начального неравновесного состояния (NONE);



INT...



SIMULATION

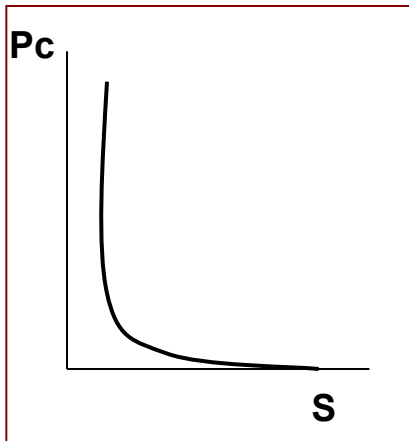
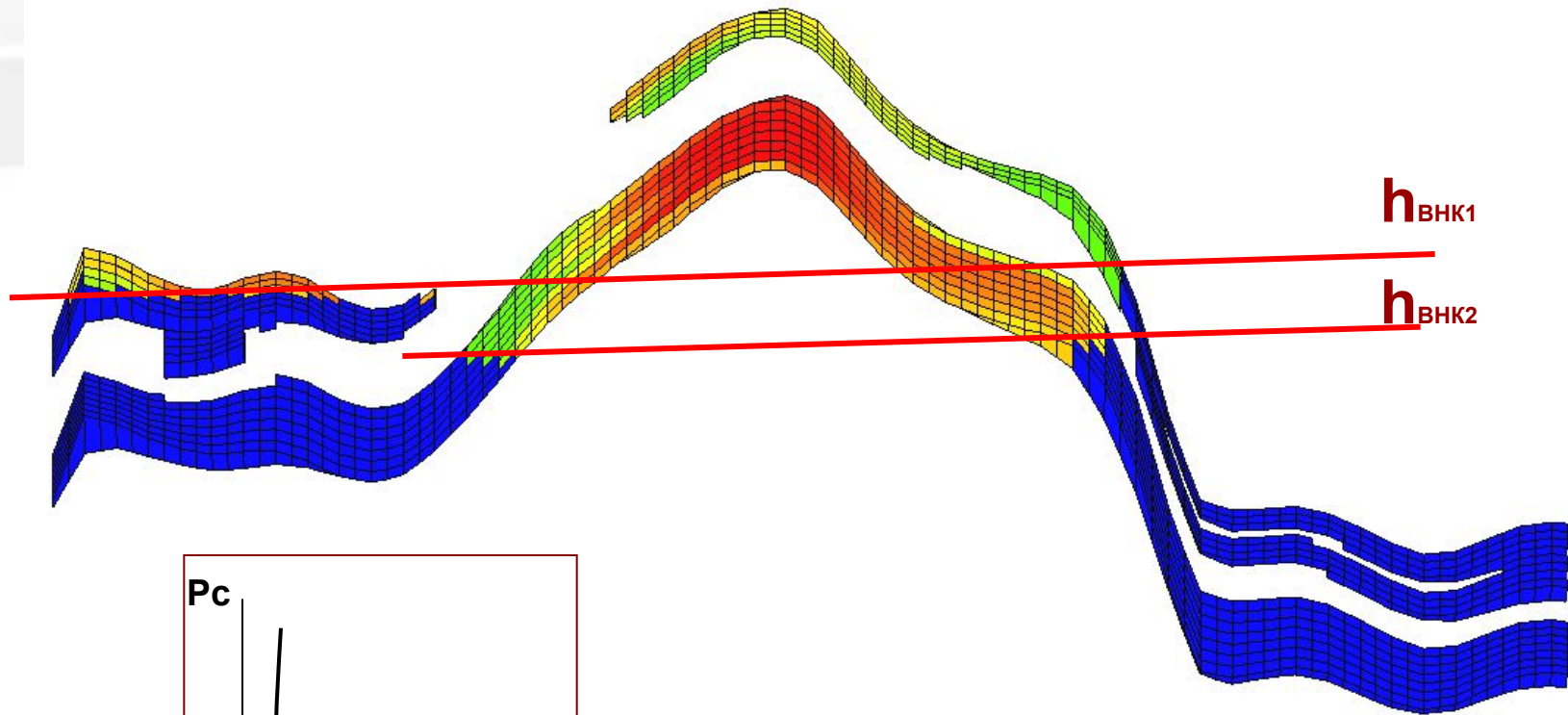


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Начальное равновесное состояние



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Начальное равновесное состояние

- **Задание глубины и давления**  
**EQUI**

href pref hgoc pcgoc hwoc pcwoc /

/

- **Постоянные значения параметров расчета**

**CONS** nreg

temp psat compos /

- **Значения параметров как функции**  
**глубины**

**F(DEP** nreg

h temp psat compos /



INTIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

- Начальная зависимость нефтегазового отношения от глубины

**RVVD** nreg

d1 Rv1 /

- Начальная зависимость газового фактора при растворенном газе от глубины

**RSVD** nreg

d1 Rs1 /

## J-функция

- LEVJ** массив множителей к капиллярному давлению вводится в секции GRID

$$XPC = LEVJ * \text{SQRT}(\text{PORO}/K\_X)$$



- **Постоянные значения параметров расчета**

**CONS** nreg  
t p psat sgas swat compos /

- **Значения параметров как функции глубины**

**F(DE** nreg  
h t p psat sgas swat compos /

**Предопределенные массивы:**

**PRES, SOIL, SWAT, SGAS, PSAT, TEMP**



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Настройка сдвижки начальных капиллярных давлений

## PCSH MIN LIM FULL OFF

- **MIN** - добавляет минимальные сдвиги для ячеек, содержащих две подвижные фазы.
- **LIM** выполняет то же самое, что и MIN, но не применяет ко всем ячейкам, в которых подвижными являются две фазы

Сдвиги  $P_{\text{cog}}$  считаются только для ячеек ниже газонефтяного контакта, заданного с помощью EQUI.

Сдвиги  $P_{\text{cow}}$  считаются только для ячеек выше водонефтяного контакта, заданного с помощью EQUI.

- **FULL** сдвигает капиллярные давления во всех ячейках пласта таким образом, что все фазы распределяются так, что лежат на кривых их гидростатических давлений.
- **OFF** запрещает сдвиг капиллярных давлений.

## FRPC - Фиксация капиллярных давлений

Ключевое слово FRPC в секции RELA позволяет зафиксировать начальные значения капиллярных давлений для всего запуска.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Водонапорный горизонт (Carter-Tracy Aquifer)



INTRODUCTION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



SIMULATION



## Водонапорный горизонт (Carter-Tracy Aquifer)

### Задание свойств водонапорного горизонта

**AQCT** *name depth perm poro Compr radius theta h Pinit viscw [EQUI]*

### Подсоединение водонапорного горизонта

**AQCO** *name ixl ixu iyl iyu izl izu Face /* грань ячейки, указать одну из  
x-, x+, y-, y+, z- или z+

AQCT AQ1 7450 10 0.1 0.00001 1000 360 50 4000 0.3 /  
AQCO AQ1 4\* 17 17 Z+ /

(Подсоединение к подошве 17-слойной модели.)

### Подсоединение водонапорного горизонта на заданной глубине

**AQCD** *nameA depth nreg /*



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

```
/=====
INIT EQUI
/=====
EQUI
    2392  237    2*  2392    0.5  /
    2392  237    2*  1000    0.5  /
    2392  237    2*  2367    0.5  /
/
```



```
INIT NEQUI  
F(DEP  
2392 81 243 /  
/  
OPEN INPUT  
'GRID\swat.dat'  
SWITCH  
/well 1094  
MODI 24 28 86 89 16 16/  
2* 0.7 /  
  
SOIL=1.-SWAT  
SOIL  
/well 1094  
MODI 24 28 86 89 16 16/  
2* 0.3 /
```



## Упражнение 5

Используя исходные данные редактировать секцию INIT



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Скважины

---

# Данные по работе скважин

История  
разработки

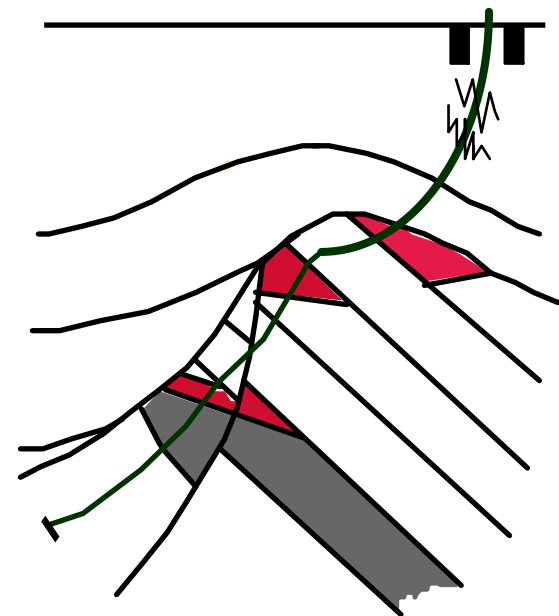
Координаты / траектории скважин

Данные по истории разработки

Координаты / траектории скважин

Режимы работы скважин

Экономические ограничения по работе скважин



Прогноз



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

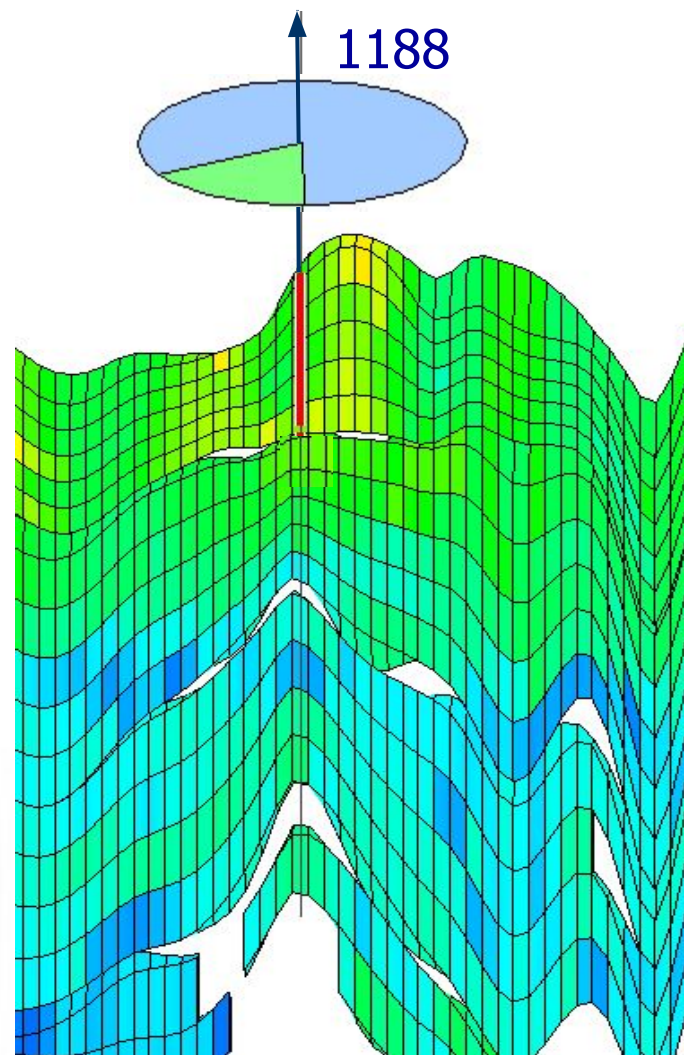


PRODUCTION & PROCESS

# Информация о скважине



- местоположение
- радиус
- перфорации скважин
- скин-фактор
- коэффициента эксплуатации
- дебит нефти, газа и воды
- забойное / устьевое давление



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Расчет давлений в скважинах

Bottom Hole Pressure (wbhpr)

Pressure at External Radius (wbpr)

Tubing Head Pressure (wthp)

Oil Production Rate (wopr)

Gas Production Rate (wgpr)

Water Production Rate (wwpr)

Liquid Production Rate (wlpr)

Gas-Oil Ratio (wgor)

Water Cut (wwct)

Gas Injection Rate (wgin)

Water Injection Rate (wwin)

Oil Production Total (wopt)

Gas Production Total (wgpt)

Water Production Total (wwpt)

Liquid Production Total (wlpt)

Gas Injection Total (wgit)

Water Injection Total (wwit)

Producer/Injector Status (wsta)

Res Volume Production Rate (wvpr)

Res Volume Production Total (wvpt)

Res Volume Injection Rate (wvir)

Res Volume Injection Total (wvit)

1-point Pressure Average (wbpr)

Neighboring block pressure (wbpr)

Well uptime (wut)

Well uptime fraction (wutf)

**Bottom Hole Pressure;**

**Well block pressure;**

**Well pressure at external radius;**

**Well n-point block pressure**

**Bottom Hole Pressure**

Забойное давление это давление в стволе скважины с поправкой на глубину приведения забойного давления.

Если принять, что глубина приведения это  $d_{ref}$ , то давление в стволе скважины на глубине перфорации  $d_c$  рассчитывается по формуле:

$$P_{wc} = P_{bhp} + G \cdot \rho \cdot (d_c - d_{ref})$$

В отличие от забойного, давления:

**Well block pressure, Well pressure at external radius, Well n-point block pressure,**

вычисляются для каждой перфорации.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# Расчет давлений в скважинах

- **Well block pressure**
- Well block pressure это давление в ячейке, через которую проходит перфорация скважины. Это давление соотносится к эквивалентному или внешнему радиусу блока  $g_o$ .  $g_o$  вычисляется в выражении Писмана (Peaceman), для получения значения сообщаемости скважина-пласт. Эти выражения описываются в Техническом справочнике MORE.
- По выражению Писмана (Peaceman):
- Пользователь может задать значение  $g_o$ , используя третье значение в подключаемом слове RADI ключевого слова WELL.
- **B) Pressure at external radius.**
- Данное давление можно использовать, если нам необходимо давление на эквивалентном радиусе  $g_o$ . Но так же возможно получить давление, на каком либо другом заданном радиусе  $g_{ex}$ .
- Для радиального притока к скважине, закон Дарси показывает, что поток на радиусе  $r$  вычисляется как:
- $F = C \cdot Kh \cdot A \cdot (dP/dr) = C \cdot Kh \cdot 2\pi r \cdot (dP/dr) = B \cdot r \cdot (dP/dr)$ , где  $B = C \cdot Kh \cdot 2\pi$ .
- Если поток постоянный, т.е. не зависит от  $r$ , тогда  $dP/dr = 1/r \cdot (F/B)$ . Это показывает, что давление рассчитывается, как логарифм от радиуса,  $P = F/B \cdot \log(r) + K$ .
- Если мы знаем давление на радиусах  $r=r_i$  и  $r=r_o$ , тогда можно построить логарифмическую кривую, используя давления (забойное и в ячейке соответственно) на этих двух радиусах и вычислять давление на любом другом радиусе, таком как  $g_{ex}$ .
- Радиус  $g_{ex}$  задаётся как третий аргумент в подключаемом слове **RADI**. По умолчанию значение  $g_{ex}$  равняется  $g_o$ . В итоге получаем, что давление  $P_{ex}$  на заданном радиусе  $g_{ex}$  получается с использованием кривой притока, экстраполированной к радиусу  $g_{ex}$ , заданному пользователем. Значение  $g_{ex}$  может быть задано, используя подключаемое слово **P-RE**.
- **C) Well n-point block pressure.**
- Это осреднённое давление в перфорированной и четырёх соседних ячейках по X и Y направлениям или в так называемой пятиточечной системе. Для расчёта этого давления в MORE используется следующее выражение:
- 
- Если одна из соседних ячеек с давлением  $P_{xy}$  не существует (край сетки или неактивная ячейка), то давление в ней заменяется на  $P_c$ .



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Расчет давлений в скважинах

## P-RE - Давление на RE

P-RE *re* {**PV** CCF KH MOB NONE}

По умолчанию: *ro* – размер блока (ячейки)

*re* внешний радиус

PV давление на *re* считается с помощью взвешенного порового объема

CCF давление на *re* считается с использованием множителя сообщаемости вскрытия

KH давление на *re* считается с помощью взвешенного K.h

MOB давление на *re* считается, используя невзвешенную подвижность объема резервуара

NONE давление на *re* считается с помощью простого невзвешенного осреднения

WI может быть использован в качестве второго имени для CCF

K-H может быть использован в качестве второго имени для KH

PHIN может быть использован в качестве второго имени для PV

**Draw down Pressure = P(re) - BHP**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Типы скважин (верт, накл, гориз)

## Типы скважин

Вертикальные

Наклонные

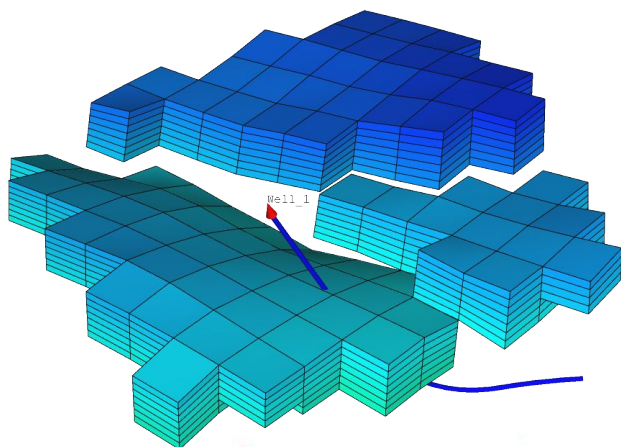
Горизонтальные

## Способы описания траекторий скважин в Tempest-MORE

Только для вертикальных скважин:

**LOCA** – координаты скважины

**ZONE** – перфорация



Для любых типов скважин:

Географические координаты

**TFIL (TTAB)** – траектория скважины

**COMP** – перфорация

**Events** – события

По блокам сетки

**CIJK** – траектория + перфорация



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Описание скважин

- Для скважин, траектории которых заданы любым из возможных способов (все типы скважин)

**WELL name PROD limit Q= P= tname**

**limit** - OIL, GAS, LIQU

**WELL name INJE limit Q= P= tname AND**

**limit** - WATR, GAS

- Для скважин, траектории которых заданы в виде географических координат **X Y TVD MD** (с помощью TFIL)

**События (EUNIT, EFORM, ETAB(EFIL), EVENTS)**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание вертикальных скважин

- Местоположение скважины

**LOCA** *x y* {I-J, X-Y} [LGR name]

*Если задано имя LGR, то координаты скважины в нём должны задаваться только через индексы I-J.*

- Способ задания координат

**WLOC** I-J, X-Y

- Перфорация скважин

**ZONE** {SKIN REQV K-H\_MULT}

xzone1 xzone2 .... /



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание наклонных скважин (по блокам сетки)

CIJK

I1 J1 K1 DIR1 Rw1 KH1 Skin1 Reqv1 M1/

I2 J2 K2 DIR2 Rw2 KH2 Skin2 Reqv2 M2/

...

In Jn Kn DIRn Rwn KHn Skinn Reqvn Mn/

/

*$i$   $j$   $k$  -координата скважины, направление скважины (X, Y или Z), радиус скважины. <проницаемость вскрытой ячейки> \* <длину перфорированного интервала>, скин-фактор, эквивалентный радиус ячейки.*



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Задание траекторий скважин в географических координатах

## Описание траектории скважины

**TFILE** {NORO}

'trackwellA.trk' /

**TTAB** {NORO}

wellname Xloc Yloc Zloc MD

: : : : :

/

**ENDT**

## COMPIete – перфорация скважины

Несколько интервалов перфорации,

многозбойные скв. (через TFILE)

**COMP** track-table md1 md2 r S M

*track-table* Имя таблицы, содержащей траекторию скважины.

*Md1* Измеренная глубина начала интервала перфорации

*Mdu* Измеренная глубина окончания интервала перфорации

*R* Радиус скважины в этом интервале (по умолчанию 6 дюймов).

*S* Скин (по умолчанию 0.0).

*M* Множитель сообщаемости скважина – пласт (по умолчанию 1.0).

```
-- Depth Ref.      : Vertical Datum (e.g. MSL)
-- Position Ref.   : Cartographic (e.g. UTM)
-- Depth Unit      : [m]
-- Position Unit    : [m]
-- Type            : Actual Trajectory
-- RKB Elevation    : 78.800000
```

**T1037R**

16600.780	65390.880	1.200	80.000
16600.780	65391.404	21.193	100.000
16600.780	65391.927	41.186	120.000
16600.780	65392.473	61.179	140.000
16600.780	65393.063	81.170	160.000
16600.780	65393.674	101.161	180.000
16600.780	65394.285	121.151	200.000
16600.780	65394.939	141.141	220.000
16600.780	65395.681	161.127	240.000
16600.780	65396.487	181.111	260.000
16600.780	65397.336	201.093	280.000
16600.780	65398.232	221.073	300.000
16600.780	65399.170	241.051	320.000
16600.780	65400.130	261.028	340.000
16600.780	65401.089	281.005	360.000
16600.780	65402.028	300.982	380.000
16600.780	65402.923	320.962	400.000
16600.780	65403.818	340.942	420.000
16600.780	65404.757	360.920	440.000
16600.780	65405.673	380.899	460.000
16600.780	65406.501	400.882	480.000
16600.780	65407.222	420.869	500.000
16600.780	65407.943	440.856	520.000
16600.780	65408.749	460.840	540.000
16600.780	65409.599	480.822	560.000
16600.780	65410.501	500.801	580.000



# COMPlete – перфорация вдоль ствола скважины (задание перфорации в измеренных глубинах в формате WELL)

COMP track-table md1 md2 r S M

## Описание

*track-table* Имя таблицы, содержащей траекторию скважины.

*Md1* Измеренная глубина начала интервала перфорации

*Mdu* Измеренная глубина окончания интервала перфорации

*R* Радиус скважины в этом интервале (по умолчанию 6 дюймов).

*S* Скин (по умолчанию 0.0).

*M* Множитель сообщаемости скважина – пласт (по умолчанию 1.0).

Вы можете задать более одного интервала перфорации для одной скважины:

WELL TI-1 INJECTS GAS QLIM=750.0 PMAX=1378.95

COMP TI-1 2580 2610 0.2 0.0 1.0

COMP TI-1 2650 2690 0.22 0.0 1.0

Если задаётся новый интервал, он применяется “поверх” старого. Например, если мы сначала задаём перфорацию в интервале от 4056 до 4129 ft, используя:

COMP TI-1 4056 4129 0.23 0.0 1.0

и затем вводим второе ключевое слово COMPL, перекрывающее интервал в диапазоне от 4080 до 4092

COMP TI-1 4080 4092 0.23 0.0 0.0

В результате мы получим два открытых интервала, один от 4056 до 4080 и второй от 4092 до 4129.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



## Горизонтальные, вертикальные, наклонные скважины

- Для **вертикальных и горизонтальных** скважин сообщаемость скважина-пласт может быть задана как пользователем, так и рассчитана в модели;
- Для **наклонных** скважин сообщаемость скважина-пласт должна задаваться **пользователем**, т.к. на сегодняшний день не существует общепризнанной теоретической основы для этого.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Расчет дебита скважины

$$q_{il} = \lambda_{il} \times WI_l (p_l - p_{bh})$$

где

$q_{il}$  - дебит  $i$ -го компонента из вскрытого скважиной блока  $l$ .

$\lambda_{il}$  - подвижность  $i$ -го компонента в блоке  $l$ . Для нагнетательных скважин используется подвижность закачиваемого флюида.

$WI_l$  - сообщаемость скважина-пласт в блоке  $l$ .

$p_l$  - давление в блоке  $l$ , приведённое к глубине приведения забойного давления (DATUM).

$p_{bh}$  - забойное давление в скважине.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Расчет сообщаемости скважина-пласт

$$WI_l = \frac{\theta k_l h_l f_l}{\ln(r_{ol} / r_w) + S_l}$$

где

$\theta$  -  $\pi/2$ ,  $\pi$  или  $2\pi$  для скважин, расположенных соответственно в углу, на границе или в центре блока прямоугольной сетки. Для радиальных моделей  $\theta$  - угол, включённый в модель, выраженный в радианах.

$k_l$  -  $\sqrt{k_1 k_2}$  для блока  $l$ , где  $k_1$  и  $k_2$  проницаемости в направлениях, перпендикулярных направлению скважины.

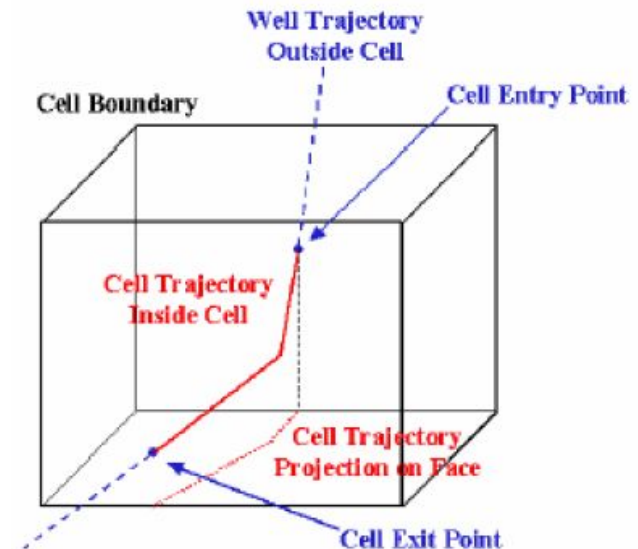
$h_l$  - мощность интервала перфорации в блоке  $l$ .

$f_l$  - множитель для перфорации в блоке  $l$ .

$r_{ol}$  - эквивалентный радиус блока  $l$ .

$r_w$  - радиус скважины.

$S_l$  - скин - фактор в блоке  $l$ .



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Описание событий

**EFORM** [WELL] dateFormat [MDL] [MDU] [RAD] [DIAM] [SKIN] [MULT]

Аргумент **WELL** является опциональным и обозначает, что имя скважины будет указано в каждой строке.

**MDL** Глубина верхней отметки перфорации

**MDU** Глубина нижней отметки перфорации

**RADIUS** Радиус скважины

**DIAMETER** Диаметр скважины

**SKIN** Скин-фактор

**MULT** Множитель сообщаемости  
скважина-пласт

Well	Date	Event	MDL	MDU		
29	01\01\1989	PERF	1874.3	1890.3	0.108	-4.0 1.0
77	01\04\1988	PERF	1860.2	1880.2	0.108	-4.0 1.0
77	01\04\1988	PERF	1890.2	1898.2	0.108	-4.0 1.0
77	01\09\1996	PERF	1860.2	1880.2	0.108	0.0 1.0
77	01\09\1996	PERF	1890.2	1898.2	0.108	0.0 1.0
211	01\03\2002	PERF	1885.0	1893.0	0.108	0.0 1.0
211	01\03\2002	PERF	1875.0	1899.0	0.108	-4.0 1.0
211	01\03\2002	PERF	1896.9	1898.9	0.108	-4.0 1.0
211	01\03\2002	PERF	1896.9	1920.9	0.108	-4.0 1.0
212	01\05\1997	PERF	1878.3	1901.3	0.108	5.0 1.0
214	01\04\1982	PERF	1899.5	1909.5	0.108	0.0 1.0
222	01\03\1986	PERF	1878.0	1889.4	0.108	0.0 1.0
222	01\06\1985	PERF	1894.7	1901.8	0.108	0.0 1.0
222	01\02\1987	PERF	1878.0	1889.4	0.108	0.0 0.0
222	01\02\1987	PERF	1894.7	1901.8	0.108	-1.5 1.0
228	01\04\1987	PERF	1894.5	1912.1	0.108	-3.0 1.0
610	01\07\1994	PERF	1890.3	1892.3	0.108	0.0 1.0
610	01\07\1994	PERF	1893.3	1895.3	0.108	0.0 1.0
610	01\04\1996	PERF	1893.3	1895.3	0.108	0.0 1.0
610	01\04\1996	PERF	1897.3	1901.3	0.108	0.0 1.0
610	01\07\2000	PERF	1884.1	1903.3	0.108	0.0 0.0
710	01\06\1997	PERF	1889.5	1891.5	0.108	-5.0 1.0
710	01\06\1997	PERF	1891.9	1896.9	0.108	-5.0 1.0
710	01\06\1997	PERF	1898.2	1899.2	0.108	-5.0 1.0
710	01\06\1997	PERF	1900.7	1901.6	0.108	-5.0 1.0



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## EFIL (ETAB)

'wells\_event.txt' /

## EFIL

'wells.event' /

**EFORM** WELL 'DD/MM/YYYY' MDL MDU SKIN MULT

### ETAB

502 01/01/2000 **PROD**

502 01/01/2000 **OPT** 1600 -- Задаёт дебит нефти  
равный 1600 sm<sup>3</sup>/day

502 01/01/2000 **BHPT** 100

502 01/01/2000 **PERF** 4354 4386 -1 3.2 -- Перфорация

G1 01/06/2000 **GGPT** 500 -- Устанавливает объём  
добычи газа для группы в 500 ksm<sup>3</sup>/сухого газа

**ENDE**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# История разработки

## HFOR – Описание данных по истории работы скважин

HFORM [WELL] [date\_format] Q1 Q2 Можно определить до 10 параметров Q1, Q2, ..., на практике используются 3 или 4.

### Формат даты

DD - день                      MM/MMM - месяц                      YYYY - год

Эти три компонента могут следовать в произвольном порядке.

DD - целое числом в диапазоне 1-31.

Если используется MM, то это целое число в диапазоне 1-12.

Если используется MMM, то это текст -{jan, feb, ..., dec}.

YYYY обозначает год.

## HTAB (HFIL) – История добычи в строках входного файла (отдельного файла)

Если имена скважин вводятся в каждой строке, таблица должна завершаться комментарием.

Если имена скважин вводятся в отдельных строках, то для завершения таблицы используется ключевое слово ENDH.

Перед ключевым словом HFILE обязательно должно быть введено ключевое слово HFOR, описывающее формат промысловых данных в следующих за ним подключаемых файлах.

```
HFORM WELL 'DD/MMM/YYYY' QOIL QGAS QWAT
HTAB
wprda 01/Jan/1992 1246      934.5  53.68
wprda 01/Feb/1992 1238      972.9  54.73
wprda 01/Mar/1992 1194     1008.3  57.23
wprdb 01/Jan/1992  823      617.3  12.35
wprdb 01/feb/1992  827      613.9  15.49
wprdb 01/Mar/1992  796      587.2   9.234
/
```

```
HFORM 'MM.DD.YYYY' COIL CWAT BHP
HTAB
WP1
01.01.1982 247 18 342
02.01.1982 643 62 335
03.01.1982 997 102 330
04.01.1982 1347 143 321
WP2
01.01.1982 333 87 353
02.01.1982 1002 242 349
03.01.1982 1447 347 339
ENDH
```



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# История разработки

## Контроль по фактическим данным в виде событий

Well	Date	Event	
29	01\04\1981	PROD	10
29	01\04\1981	H LIQ	
29	01\04\1981	BHPT	
29	01\04\1981	HWEF	
75	01\05\1989	PROD	10
75	01\05\1989	H LIQ	
75	01\05\1989	BHPT	
75	01\05\1989	HWEF	
77	01\07\1988	PROD	10
77	01\07\1988	H LIQ	
77	01\07\1988	BHPT	
77	01\07\1988	HWEF	
78	01\10\1989	PROD	10
78	01\10\1989	H LIQ	
78	01\10\1989	BHPT	
78	01\10\1989	HWEF	
211	01\04\2002	INJE	400
211	01\04\2002	HWAT	
211	01\04\2002	BHPT	
211	01\04\2002	HWEF	

Well	Date	Qoil	Qwat	Qliq	Qgas	WEFA	BHP
21101	01 05 2004	79.087	2.571	81.658	5187.944	0.828	0
21101	01 06 2004	75.664	2.367	78.031	4963.400	1.000	0
21101	01 07 2004	71.267	0.742	72.009	4674.968	1.000	55.8
21101	01 08 2004	61.754	1.290	63.045	4050.968	1.000	0
21101	01 09 2004	61.420	1.269	62.689	4029.000	0.867	62.1
21101	01 10 2004	53.891	1.129	55.020	3535.161	1.000	70.5
21101	01 11 2004	49.465	1.567	51.032	3244.800	1.000	48.7
21101	01 12 2004	49.666	1.423	51.089	3258.000	0.839	50.8
21101	01 01 2005	42.308	0.484	42.791	2775.032	1.000	46.8
21101	01 02 2005	40.131	0.464	40.595	2631.214	1.000	0.0
21101	01 03 2005	41.308	0.516	41.824	2709.710	1.000	0.0
21102	01 08 2003	176.700	9.444	186.144	11591.164	0.290	0
21102	01 09 2003	130.103	7.000	137.103	8534.500	0.400	106.6
21102	01 10 2003	115.900	6.194	122.094	7602.808	1.000	129.1
21102	01 11 2003	115.894	6.200	122.094	7602.400	1.000	114.6
21102	01 12 2003	133.000	7.129	140.129	8724.534	1.000	128.0
21102	01 01 2004	126.926	4.419	131.346	8326.120	1.000	113.1
21102	01 02 2004	122.618	4.172	126.790	8043.473	1.000	0
21102	01 03 2004	124.506	4.161	128.667	8167.355	1.000	0
21102	01 04 2004	126.103	4.400	130.503	8272.134	1.000	124.8
21102	01 05 2004	126.174	4.194	130.367	8276.739	1.000	124.3
21102	01 06 2004	141.041	4.423	145.464	9252.000	0.867	0
21102	01 07 2004	174.600	5.484	180.084	11453.419	1.000	70.2
21102	01 08 2004	178.474	5.613	184.087	11707.548	1.000	94.0
21102	01 09 2004	176.536	5.567	182.103	11580.400	1.000	0
21102	01 10 2004	161.712	3.355	165.067	10608.000	1.000	105.7
21102	01 11 2004	157.788	3.267	161.055	10350.600	1.000	94.0
21102	01 12 2004	157.761	3.290	161.052	10348.839	1.000	93.7
21102	01 01 2005	140.133	3.296	143.429	9193.481	0.871	0.0
21102	01 02 2005	129.735	3.143	132.878	8508.464	1.000	100.3
21102	01 03 2005	127.116	3.129	130.245	8338.548	1.000	0.0
21104	01 04 2004	94.207	3.793	98.000	6179.784	0.967	0
21104	01 05 2004	95.060	3.000	98.060	6235.745	1.000	82.8
21104	01 06 2004	88.268	2.767	91.035	5790.200	1.000	86.9
21104	01 07 2004	96.045	2.000	98.045	6300.387	1.000	70.0
21104	01 08 2004	93.130	2.935	96.066	6109.161	1.000	71.9
21104	01 09 2004	88.268	2.767	91.035	5790.200	1.000	61.4
21104	01 10 2004	86.226	1.774	88.000	5656.258	1.000	42.4
21104	01 11 2004	78.399	1.633	80.032	5142.800	1.000	29.9
21104	01 12 2004	78.401	1.613	80.014	5142.968	1.000	52.0
21104	01 01 2005	67.700	1.581	69.280	4441.968	1.000	44.3
21104	01 02 2005	61.789	1.500	63.289	4051.643	1.000	0.0
21104	01 03 2005	60.166	0.742	60.907	3946.742	1.000	0.0
21109	01 07 2001	33.294	4.167	37.460	2184.000	0.194	0
21109	01 08 2001	41.540	5.032	46.573	2724.968	1.000	0



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# История разработки

Контроль по фактическим данным для скважин, заданных с помощью WELL

WELL W1 PROD HLIQ P=30 HWEF

Контроль исходных данных

Дату перфорации сверяем с датой начала работы скважин.

Так же проверяем, чтобы не было дат перфораций ранее начала работы первой скважины.

Well	Date	Qoil	Qwat	Qliq	Qgas	WEFA	BHP
21101 01 05 2004	79.087	2.571	81.658	5187.944	0.828	0	
21101 01 06 2004	75.664	2.367	78.031	4963.400	1.000	0	
21101 01 07 2004	71.267	0.742	72.009	4674.968	1.000	55.8	
21101 01 08 2004	61.754	1.290	63.045	4050.968	1.000	0	
21101 01 09 2004	61.420	1.269	62.689	4029.000	0.867	62.1	
21101 01 10 2004	53.891	1.129	55.020	3535.161	1.000	70.5	
21101 01 11 2004	49.465	1.567	51.032	3244.800	1.000	48.7	
21101 01 12 2004	49.666	1.423	51.089	3258.000	0.839	50.8	
21101 01 01 2005	42.308	0.484	42.791	2775.032	1.000	46.8	
21101 01 02 2005	40.131	0.464	40.595	2631.214	1.000	0.0	
21101 01 03 2005	41.308	0.516	41.824	2709.710	1.000	0.0	
21102 01 08 2003	176.700	9.444	186.144	11591.164	0.290	0	
21102 01 09 2003	130.103	7.000	137.103	8534.500	0.400	106.6	
21102 01 10 2003	115.900	6.194	122.094	7602.808	1.000	129.1	
21102 01 11 2003	115.894	6.200	122.094	7602.400	1.000	114.6	
21102 01 12 2003	133.000	7.129	140.129	8724.534	1.000	128.0	
21102 01 01 2004	126.926	4.419	131.346	8326.120	1.000	113.1	
21102 01 02 2004	122.618	4.172	126.790	8043.473	1.000	0	
21102 01 03 2004	124.506	4.161	128.667	8167.355	1.000	0	
21102 01 04 2004	126.103	4.400	130.503	8272.134	1.000	124.8	
21102 01 05 2004	126.174	4.194	130.367	8276.739	1.000	124.3	
21102 01 06 2004	141.041	4.423	145.464	9252.000	0.867	0	
21102 01 07 2004	174.600	5.484	180.084	11453.419	1.000	70.2	
21102 01 08 2004	178.474	5.613	184.087	11707.548	1.000	94.0	
21102 01 09 2004	176.536	5.567	182.103	11580.400	1.000	0	
21102 01 10 2004	161.712	3.355	165.067	10608.000	1.000	105.7	
21102 01 11 2004	157.788	3.267	161.055	10350.600	1.000	94.0	
21102 01 12 2004	157.761	3.290	161.052	10348.839	1.000	93.7	
21102 01 01 2005	140.133	3.296	143.429	9193.481	0.871	0.0	
21102 01 02 2005	129.735	3.143	132.878	8508.464	1.000	100.3	
21102 01 03 2005	127.116	3.129	130.245	8338.548	1.000	0.0	
21104 01 04 2004	94.207	3.793	98.000	6179.784	0.967	0	
21104 01 05 2004	95.060	3.000	98.060	6235.745	1.000	82.8	
21104 01 06 2004	88.268	2.767	91.035	5790.200	1.000	86.9	
21104 01 07 2004	96.045	2.000	98.045	6300.387	1.000	70.0	
21104 01 08 2004	93.130	2.935	96.066	6109.161	1.000	71.9	
21104 01 09 2004	88.268	2.767	91.035	5790.200	1.000	61.4	
21104 01 10 2004	86.226	1.774	88.000	5656.258	1.000	42.4	
21104 01 11 2004	78.399	1.633	80.032	5142.800	1.000	29.9	
21104 01 12 2004	78.401	1.613	80.014	5142.968	1.000	52.0	
21104 01 01 2005	67.700	1.581	69.280	4441.968	1.000	44.3	
21104 01 02 2005	61.789	1.500	63.289	4051.643	1.000	0.0	
21104 01 03 2005	60.166	0.742	60.907	3946.742	1.000	0.0	
21109 01 07 2001	33.294	4.167	37.460	2184.000	0.194	0	
21109 01 08 2001	41.540	5.032	46.573	2724.968	1.000	0	



INT



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# Задание событий по скважинам

## Events

Событием будут являться все мероприятия на скважине, экономические ограничения.

События SHUT, STOP, PROD и INJE не имеют аргументов.

В одной строке может содержаться более одного события (кроме перфорации). Нужно придерживаться определенного порядка событий.

### 01/Jan/1975 PROD OPT 12000

В целом более правильно использовать PROD или INJE для открытия скважины до установки конкретных значений параметров. Событие, связанное с добычей, как, например, OPT, откроет скважину в качестве добывающей, если это не было сделано ранее. Что однако не относится к ограничениям типа bhp или thp, т.к. эти параметры применяются как для добывающих, так и для нагнетательных скважин.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

SHUT Глушит скважину

STOP Останавливает скважину

PROD Устанавливает скважину как добывающую

INJE Устанавливает скважину как нагнетательную

DREF Устанавливает относительную глубину забойного давления

PREX Задаёт внешний радиус

XFLO Предотвращает или разрешает перетоки по скважине  
OFF, ON

BHPT Устанавливает значение забойного давления

THPT Устанавливает значение устьевого давления

DRAW Задаёт понижающее значение

**ETAB**

P-1

0 **DRAW** 3 --Устанавливает значение снижения в 3psi

500 **DRAW** 3 OFF --Удаляет значение снижения

**ENDE**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

OPT Задаёт показатель по добыче нефти

GPT Задаёт показатель по добыче газа

WPT Задаёт показатель по добыче воды

LPT Задаёт показатель по добыче жидкости

VPT Задаёт поровый показатель по добыче

OIT Устанавливает значение нагнетания нефти

GIT Устанавливает значение нагнетания газа

WIT Устанавливает значение нагнетания воды

PLIM Устанавливает ограничение по добыче для скважины

ILIM Устанавливает ограничение по закачке для скважины



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Определение групп

**GROU** gname [FRAC value] well1 well2 ...

VREP Настройка компенсации отбора закачкой

PBAL Настройка компенсации закачки отбором

GPLIM Устанавливает ограничение по добыче для группы

GILIM Устанавливает ограничение по закачке для группы

REDE Настройка переопределений по скважине при нарушении ограничений

CONV Настройка перевода скважины под нагнетание при нарушении ограничений

GPRED Настройка переопределений по группе добывающих скважин при нарушении ограничений

GIRED Настройка переопределений по группе нагнетательных скважин при нарушении ограничений

Группа III нагнетает тот же объем в пластовых условиях, который группа PPP добывает.

**ETAB**

III date **VREP** PPP 1.0 /

**ENDE**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Регулирование закачки для достижения компенсации отборов

**VREP** grpProd grpInje factor

grpProd – группа, содержащая добывающие скважины (по умолчанию *ALL*)

grpInje – группа, содержащая нагнетательные скважины (по умолчанию *ALL*)

factor – фактор регулирования компенсации



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Установка группового контроля с регулированием по добыче

**PBAL** grpProd grpInje factor {gas wat  
rvol}

grpProd – группа, содержащая добывающие скважины (по умолчанию **ALL**)

grpInje – группа, содержащая нагнетательные скважины (по умолчанию **ALL**)

factor – фактор регулирования добычи

gas – регулирование добычи газа

wat – регулирования добычи воды

rvol – регулирования добычи в целом в пластовых условиях

**OIL** Показатель по нефти

**GAS** Показатель по газу

**WAT** Показатель по воде

**LIQ** Показатель по жидкости

**BHP** Забойное давление

**THP** Устьевое давление

**RESV** Показатель объема резервуара (порового)

**GOR** Газонефтяной фактор

**OGR** Нефтегазовый фактор

**WCT** Обводненность

**WOR** Водонефтяной показатель

**GWR** Газоводяной показатель

**WGR** Водогазовый показатель

**STIM** Стимуляция

**WORK** Капитальный ремонт

**DRIL** Открытие скважины из очереди на бурение

**STOP** Остановка работы

**REDE** Переопределение

**CONV** Перевод добывающей скважины под нагнетание

**SHUT** Глушение

**CUTB** Снижение на значение множителя

**BOOST** Увеличение на значение 1.0/множитель



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Изменение проницаемости и пористости в процессе разработки

## KMOD ixl ixu iyl iyu izl izu SCALAR

Умножение начальной проницаемости на коэффициент 0.5:

KMOD 6\* SCALAR  
0.5 /

Задание различных значений на участке:

KMOD 1 2 1 4 1 1  
0.89 0.87 0.997 0.79 0.88 0.87 0.82 0.81 /

## PMOD ixl ixu iyl iyu izl izu SCALAR

Что бы уменьшить пористость на 0.7% по отношению к начальной пористости:

PMOD 6\* SCALAR  
0.993 /



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



Периодичность проверки включения скважин

**TEST** *twtinc* {MONT YEAR DAYS}

Задание первого временного шага

**DELT** *delt* {MONT YEAR DAYS}

Параметры контроля временного шага

**DTMX** *tunit1 tunit2*

*t deltchgtol cftol*

☐ ☐ ☐ ☐

/

**DTMX:** *YEAR MONT CHGT CFL*

0 1.0 0.05 1.5

2 2.0 0.10 1.5

/ end of table



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# RATE - Контроль за выдачей отчетов показателей скважин и групп скважин

**RATE** *tprinc* {**DAY** MONT YEAR}{EXACT}  
 {STAT}{FIELD}{GROUP}{WELL}{SLIM}{CRAT}{LRAT}

**tprinc** Временной интервал между отчётами. RATE используется совместно с FREQ для определения моментов выдачи отчётов.

**DAY** *tprinc* задан в днях.

**MONT** *tprinc* задан в месяцах.

**YEAR** *tprinc* задан в годах.

**EXACT** Выбирать временные шаги таким образом, чтобы отчеты выдавались точно на заданные даты.

**STAT** Выдача пакета показателей 'Statistics' статистических данных.

**FIELD** Выдача пакета показателей 'Field' по месторождению.

**GROUP** Выдача пакета показателей 'Group' по группам скважин.

**WELL** Выдача пакета показателей 'Well' по скважинам.

**SLIM** Выдача пакета показателей 'Slimtube'.

**CRAT** Выдача дебитов и накопленной добычи скважин по перфорациям.

**LRAT** Выдача дебитов и накопленной добычи скважин по слоям.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## FREQuency nstdout naltout nqtotal /

nstdout - вывод на экран

naltout - вывод в .out

Nqtotal - вывод в TempestView

RATES 1 MONTH  
FREQ 1 3 6

Значение частоты выдачи обрабатывается как множитель для опции *tprinc* (задана в ключевом слове **RATE**)

если частота равна 0, то вывод данных осуществляется на каждый временной шаг

если частота равна «-1», MORE выводит **RATE** данные каждый раз, когда записываются динамические массивы (**ARRA**)

если частота равна «-2», MORE выводит **RATE** данные каждый раз, когда встречается новая дата в секции **RECCURENT**



## Вывод динамических массивов

**ARRA** {DAYS MONT YEAR DATE} EQUA END

*time1 time2 ... /*

## Основные динамические массивы

**GENE** {PRES}{FLIP}{CPU}{REST}{CMPL}  
{WELL}{GROUP}{AQUI}{RTEM}{CPLY}

## Текущие свойства пластовых флюидов

**SATU DENS VISC MOBI RELK**

OIL GAS WATR ALL



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

**STOR** {viso, visg, visw, kro, krg, krw, mobo, mobg, mobw, deno, deng, denw, pcgs, pcws, Rs, pvol}

viso, visg, visw      Вязкость фаз;

kro, krg, krw      Относительная проницаемость фаз;

mobo, mobg, mobw      Подвижность фаз ( $K_r/\text{visc}$ );

deno, deng, denw      Плотности фаз;

pcgs, pcws      Сдвигка капиллярных давлений для  
стабилизации начального решения;

pcog, pcow      Капиллярные давления в системах нефть-газ, и нефть-  
вода;

pvol      Текущий поровый объем.



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Формирование файлов сетки и статических свойств (GRID и INIT).

**EGRID** [FLIP val]

Формирование динамических свойств (UNRST)

**ESOL** [EQUA] {DAYS MONT YEARS DATE}

time1 time2 ... time40 /

Формирование данных по скважинам (UNSMRY)

**ESUM** [EQUA] {DAYS MONT YEARS DATE}

[WELLS] [GROUPS] [FIELD] [STATS] [SLIM]

time1 time2 ... time40 /

Завершение расчетов

**STOP**



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Адаптация модели по истории разработки

---

# Адаптация модели по истории разработки

## Основные этапы адаптации. ЧАСТЬ 1.

### Оценка сходимости фактических и расчетных показателей.

- Оценка сходимости фактических и расчетных суммарных накопленных технологических показателей и давления по всему объекту в целом и/или по выделенным регионам
- Сортировка скважин. Оценка сходимости показателей по скважинам:
  - выделение скважин с наихудшей сходимостью фактических и расчетных показателей
  - приоритезация – из выделенного списка скважин прежде всего необходимо адаптировать высокодебитные скважины
  - сопоставление фактических и расчетных величин отбора/закачки по скважинам
  - сравнение расчетных давлений (забойного и пластового) с фактическими замерами
  - разделение скважин по местоположению



INITIAL DATA



SIMULATION



WELL & COMPLETION



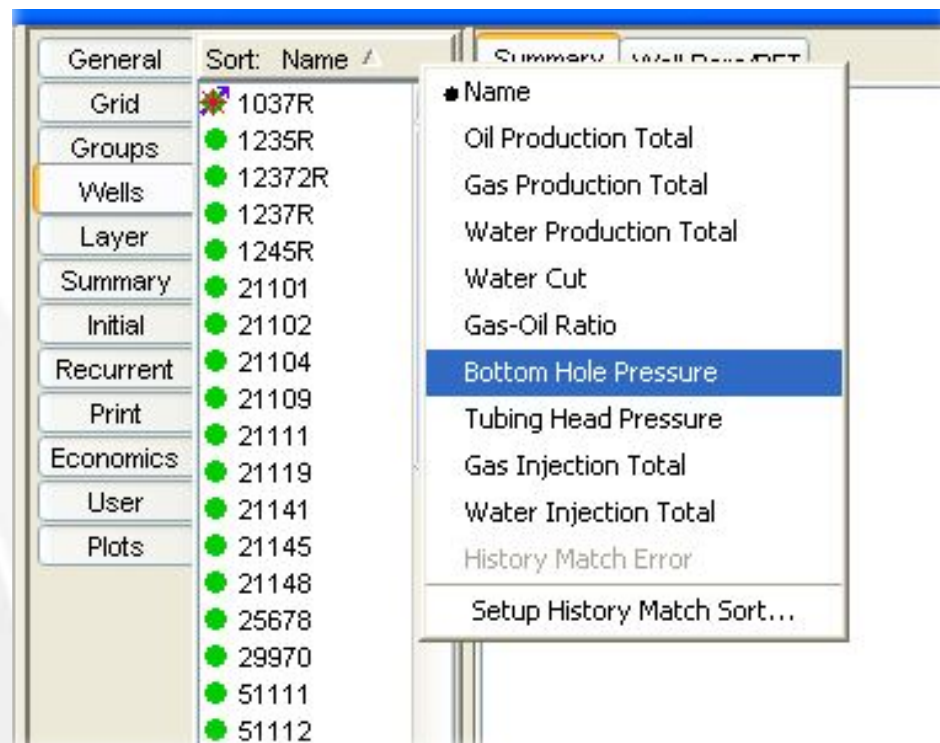
PRODUCTION & PROCESS



# Адаптация модели по истории разработки

Сортировку скважин можно провести в Tempest-View по следующим параметрам:

- именам
- накопленной добыче нефти, газа или воды
- обводненности
- накопленной закачке газа или воды
- забойному или устьевому давлению
- газо-нефтяному соотношению
- по разнице с историческими данными



*Аналогичная опция есть в ResViewII*



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Адаптация модели по истории разработки

## Основные этапы адаптации. ЧАСТЬ 2.

### Анализ причин расхождения фактических и расчетных показателей.

- Анализ причин расхождения факт-расчет и корректировка модели
  - Анализ и корректировка относительных фазовых проницаемостей
  - Анализ и корректировка геологической основы модели (статистические свойства (проницаемость, межблоковая сообщаемость и др.))
  - Настройка и подбор свойств водонапорного горизонта. Как правило, это влияет на адаптацию забойных и пластовых давлений по скважинам.
  - Анализ проведенных мероприятий по скважинам. На основе мероприятий осуществляется подбор значений скин-фактора, множителей сообщаемости скважина-пласт, задание таблиц KVSP, либо изменение проницаемости в районе скважины в динамике (например, на момент проведения ГРП)



INITIAL DATA



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка относительных фазовых проницаемостей

Относительные фазовые проницаемости описывают движение флюидов в пласте на довольно большом пространстве, тогда как лабораторные исследования проводятся на нескольких маленьких образцах.

Отсюда возникает проблема подбора таких ОФП чтобы расчетные интегральные показатели совпадали с фактическими.

Модификация ОФП осуществляется на основе экспертной оценки и опыте разработчика.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Описание нескольких типов пород

```

ROCK
ZVARI
19*1 /
DEFINE WRK1
'work_rock1'
DEFINE WRK2
'work_rock2'
WRK1 = K_X
WRK1
MODI 1 70 1 222 1 19 ZERO
0 1 20 /
WRK1 = WRK1/K_X
WRK2 = K_X
WRK2
MODI 1 70 1 222 1 19 ZERO
0 1 100 /
WRK2 = WRK2/K_X
ROCK = ROCK + WRK1 + WRK2
  
```



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

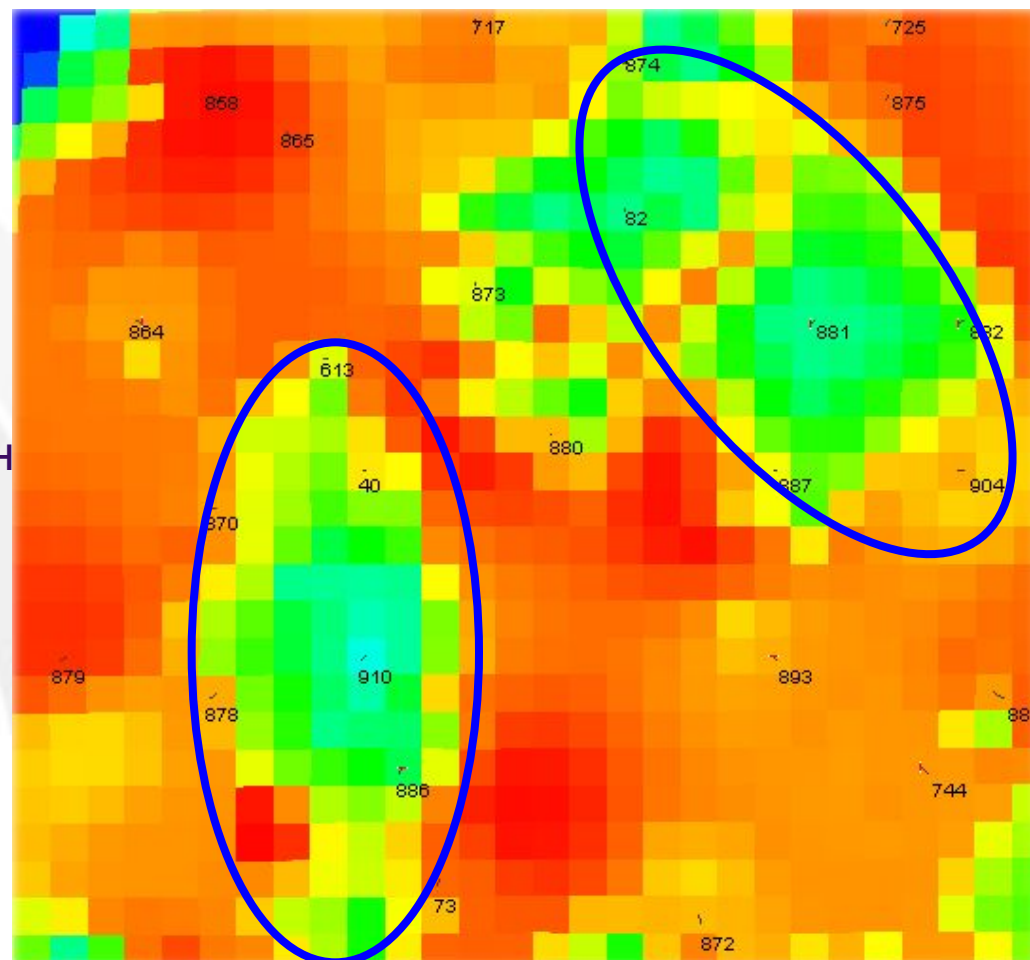


PRODUCTION &amp; PROCESS

# Адаптация модели по истории разработки

Следует отметить, что для более точного воссоздания в модели картины движения флюидов от нагнетательных скважин к добывающим, необходимо анализировать работу близлежащих добывающих скважин не по отдельности, а совместно.

Это гораздо эффективнее, нежели анализ каждой скважины в отдельности, и позволит избежать части неверных предположений.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



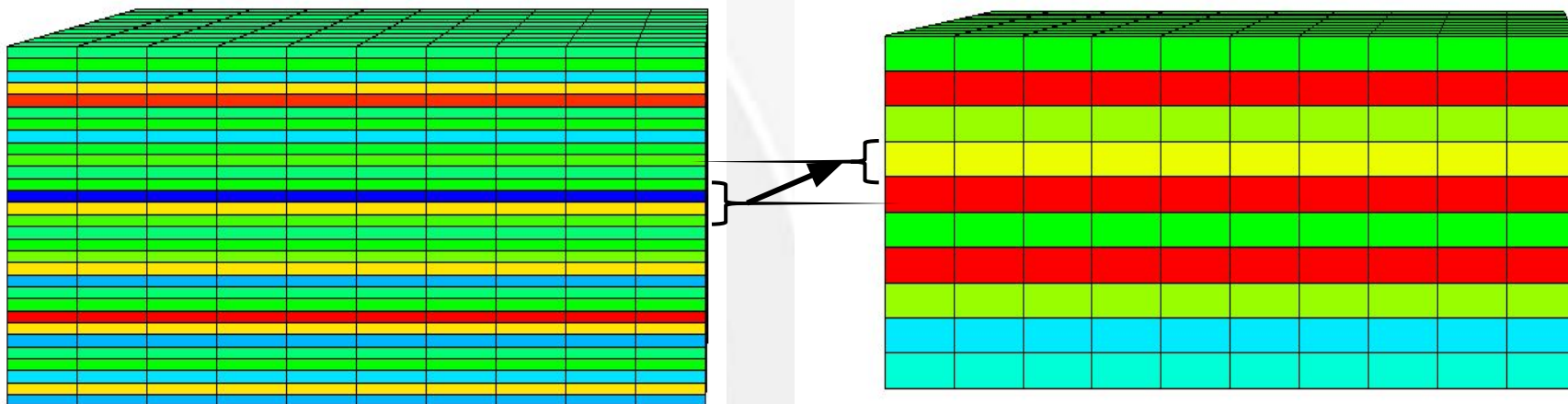
PRODUCTION & PROCESS

# Адаптация модели по истории разработки

- Пример случая, когда изменение межблоковой связности обосновано особенностями проведения апскейлинга

Недостаточная детальность гидродинамической сетки привела к «потере» непроницаемого прослоя.

PERMZ



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



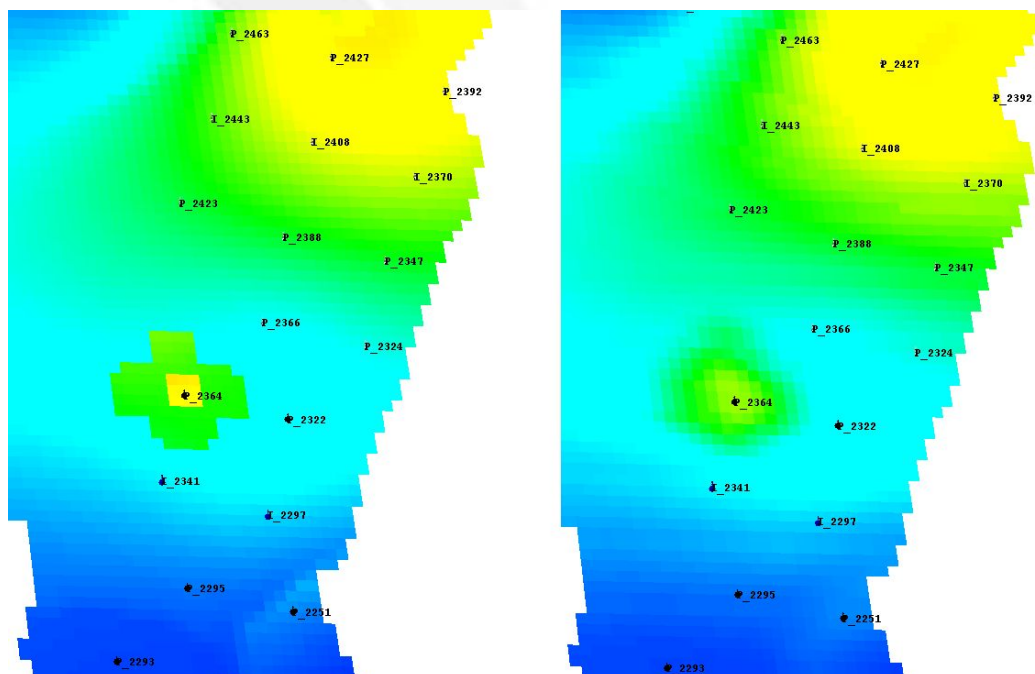
PRODUCTION & PROCESS



# Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка геологической основы модели

Модификацию статических свойств сетки, таких, как например проницаемость, можно осуществлять не только с помощью ключевых слов (MODI), но и в программном комплексе ResViewII. Функциональность ResViewII позволяет снизить временные затраты на адаптацию и получить более гладкое поле модифицированного свойства.



INTRODUCTION



SIMULATION

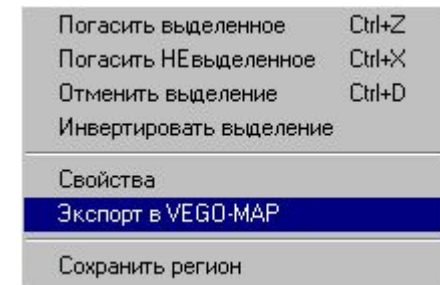


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

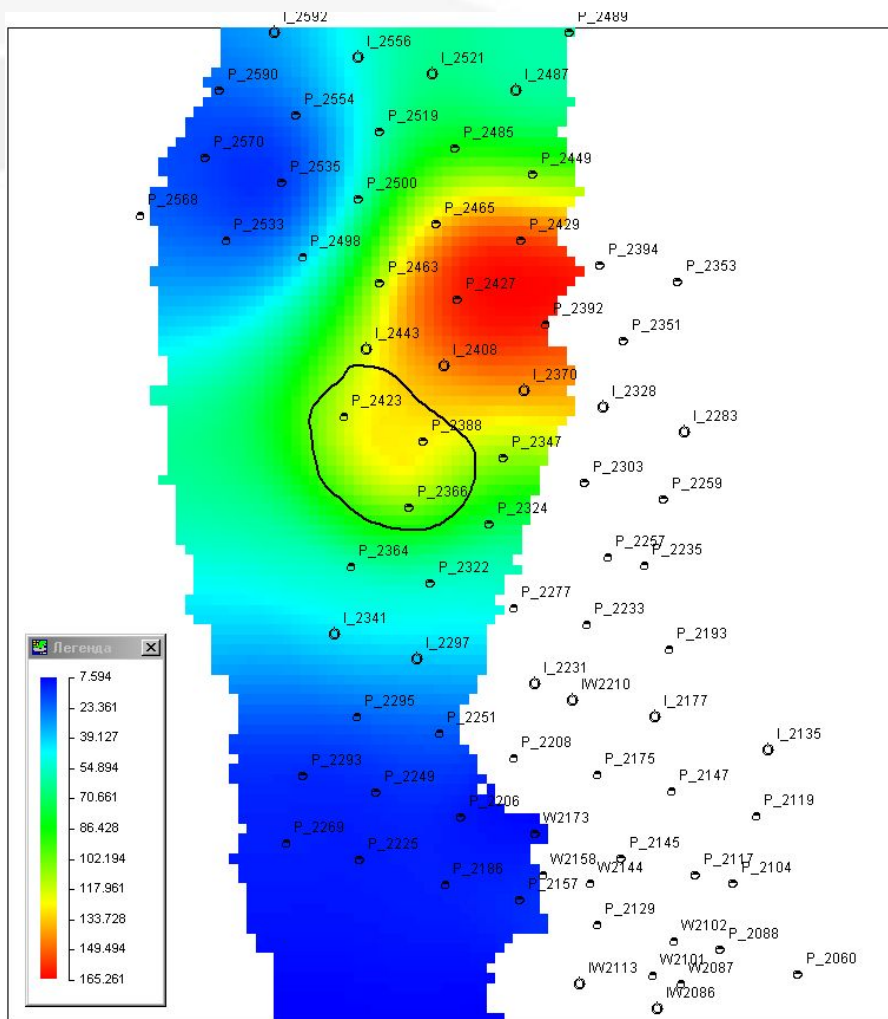
1. Выделение региона для модификации
2. Экспорт в ResViewII-MAP



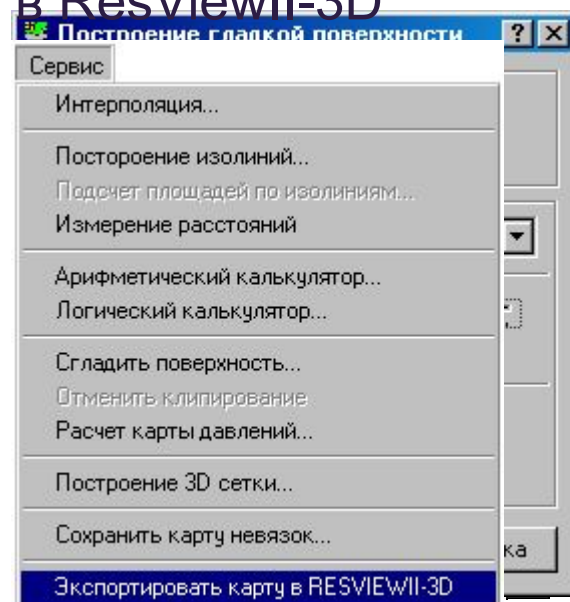
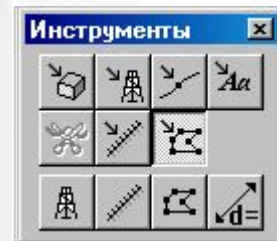


# Адаптация модели по истории разработки

## • Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII



1. Поле проницаемости (экспортированный из 3D слой)
2. Создание региона для модификации проницаемости
3. Сглаживание поверхности
4. Экспорт в ResViewII-3D



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



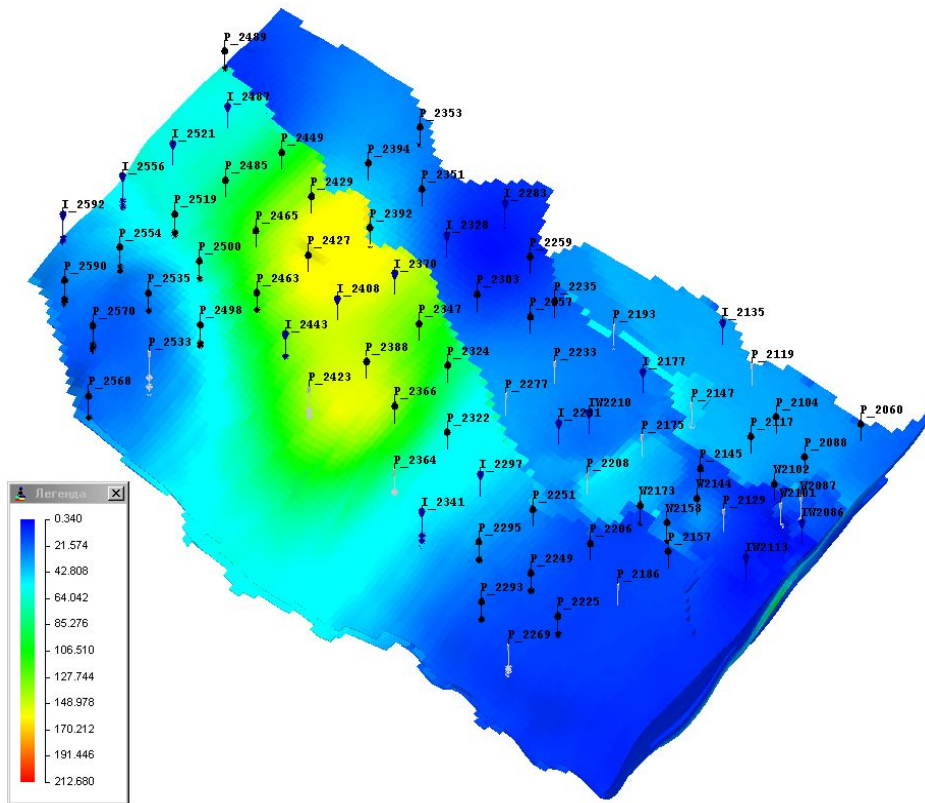
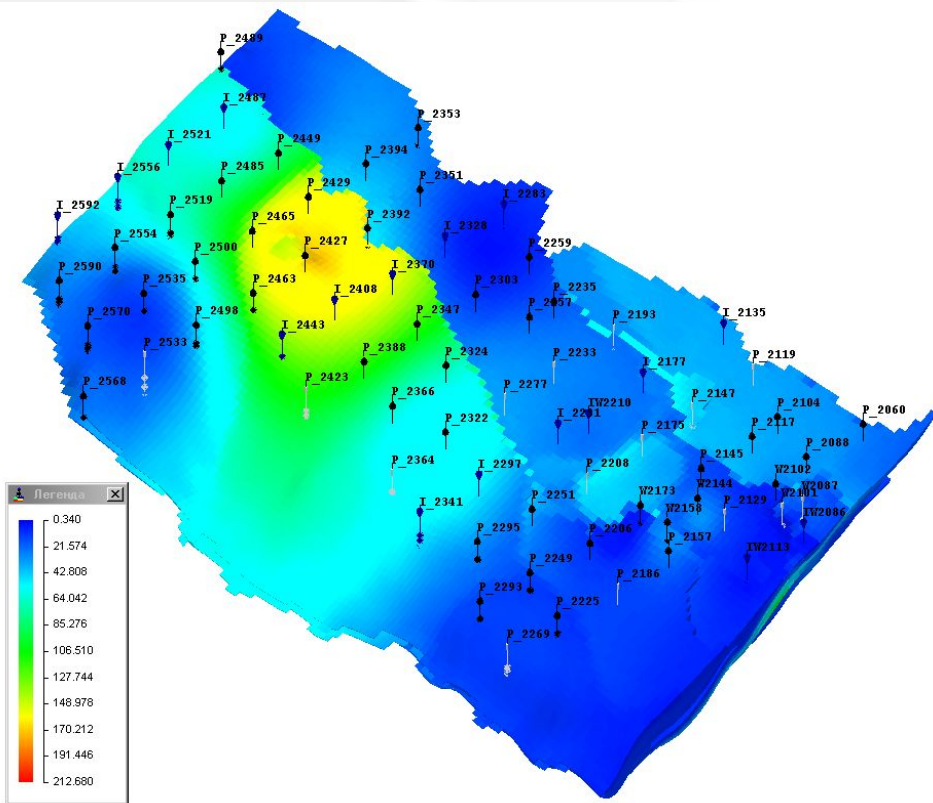
PRODUCTION & PROCESS

# Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII

Исходное поле проницаемости

Модифицированное поле проницаемости



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

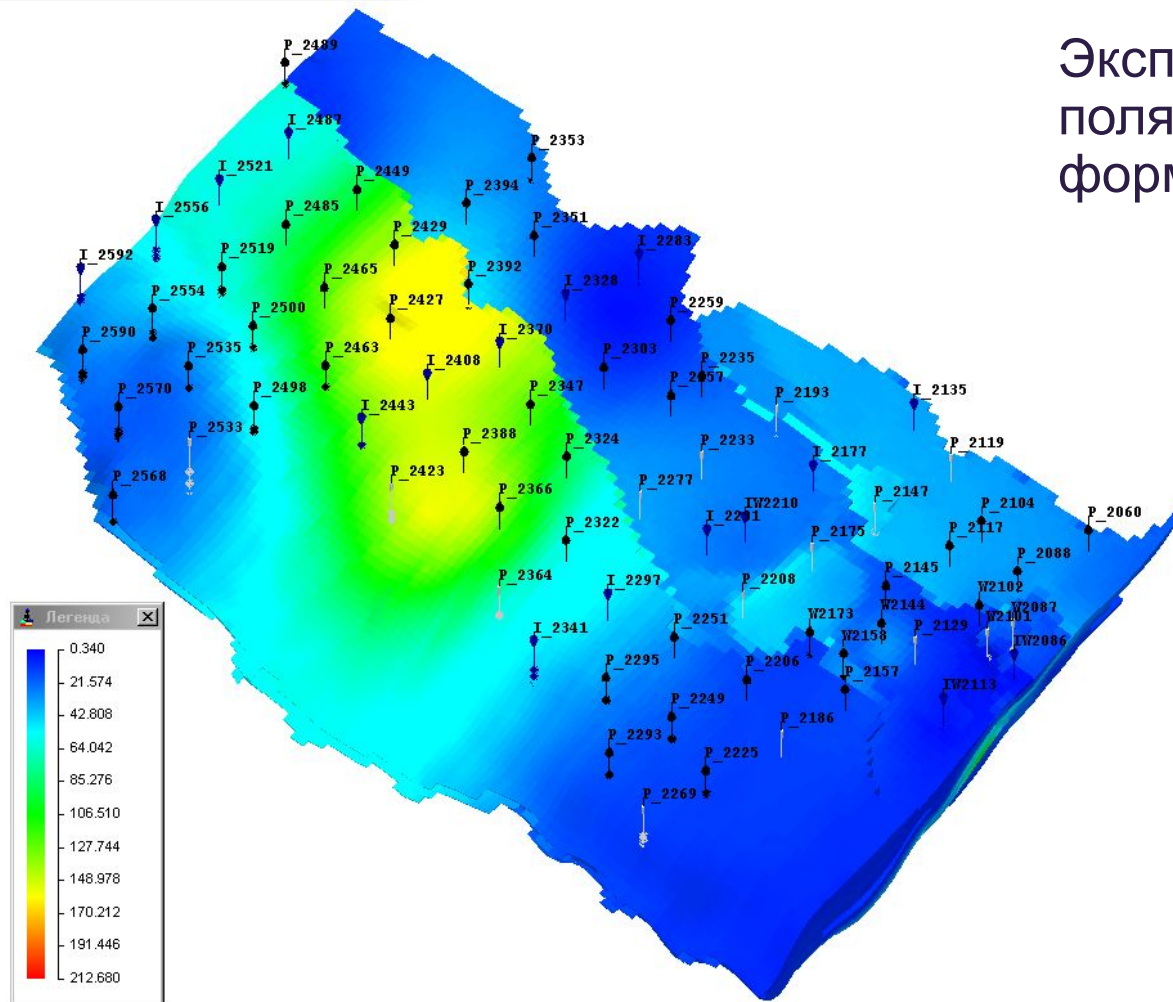


PRODUCTION & PROCESS

# Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII

Экспорт модифицированного поля проницаемости в формате GRDECL



**Экспорт свойства**

Сохранить в формате: GRDECL

Имя экспортируемого свойства: PERMX\_NEW

Статические свойства	Динамические свойства
PERMX	OFIP
<b>PERMX_NEW</b>	OFIP1
PERMY	OFIP2
PERMZ	PRESSURE
PORO	SOIL
PORV	SWAT

Значение в неактивных ячейках = 0.000000

☐ Экспортировать в формате целого числа

Имя файла: C:\PERMX.grdecl

OK Отменить Справка



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# Адаптация модели по истории разработки

Карты сходимости, или карты невязок, позволяют анализировать определенные параметры на выбранные даты. Сравнение расчетных и исторических показателей в виде пузырьковых карт позволяет определить зоны недоборов или переборов, что указывает на некое систематическое или региональное отличие.

**Построение карты невязок**

Имя нового параметра:

Параметер А:

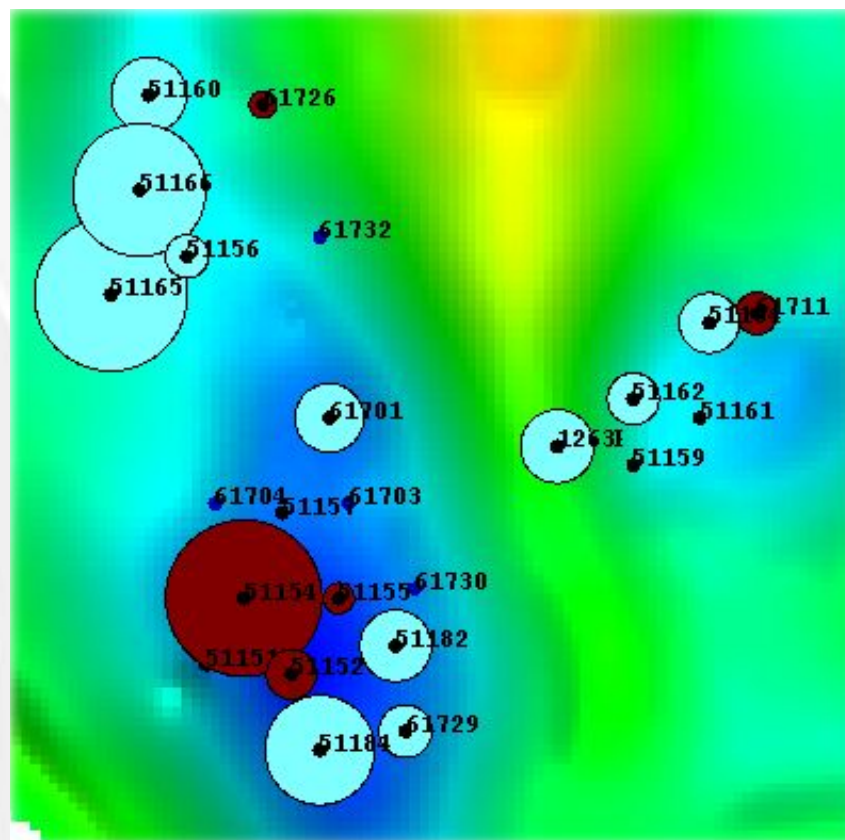
Параметер В:

Метод вычисления:

☐ Интерполировать параметер В

☒ Показывать в виде круговых диаграмм

☐ Экспортировать в RESVIEW/MI-MAP



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Адаптация модели по истории разработки

Еще одним параметром для адаптации по скважинам, кроме добычи нефти и воды, служит забойное и пластовое давление, если таковые имеются в наличии. Заметим, что поскольку замеры являются суточной информацией, а дебит добыча и закачка усреднены на месяц, то заведомо будет несоответствие факта и расчета. Поэтому здесь допускается коридор, в котором расчетные значения считаются приемлемыми. Для пластового давления это коридор еще шире, чем для забойного, так как замеры пластового давления проводятся на некотором расстоянии от скважины, которое не всегда известно, либо выдача значений пластового давления в симуляторе задана на другом расстоянии.

Сделаем важное замечание: *не существует прямой последовательности действий, есть только схематичный план. Это означает, что при адаптации не следует заикливаться на определенных параметрах, а пытаться смотреть на модель шире.*



INITIAL DATA



SIMULATION



WELL & COMPLETION



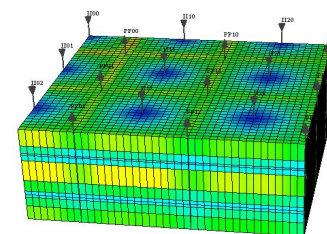
PRODUCTION & PROCESS

## Результаты расчетов

Для визуализации и анализа результатов гидродинамического моделирования могут быть использованы следующие программные пакеты:

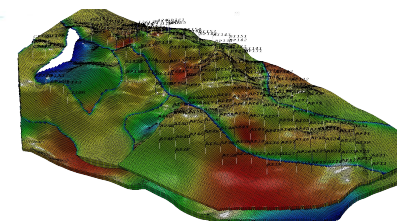
### TEMPEST

Пакет гидродинамического моделирования



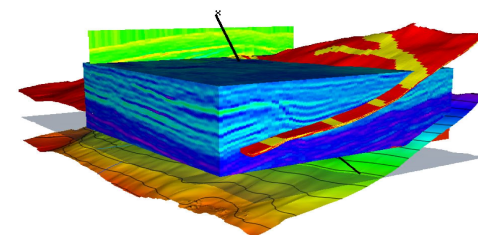
### ResViewII

Программный комплекс анализа и мониторинга разработки



### IRAP RMS

Программный комплекс построения детальных геолого-технологических моделей



INTRODUCTION



SIMULATION



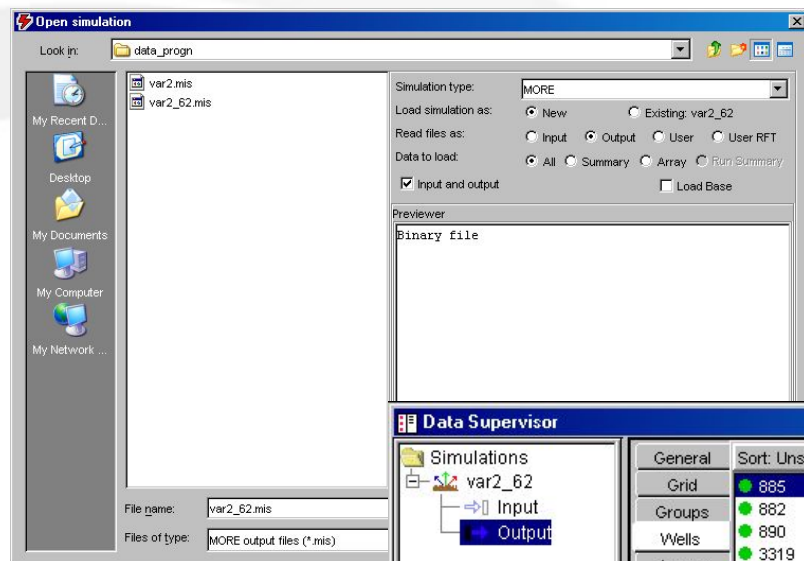
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

## Загрузка результатов расчетов:



Horizontal grid  
Size.....140 X 144

Vertical grid  
Number of layers.....30

**\*.out**

Summary of grid values

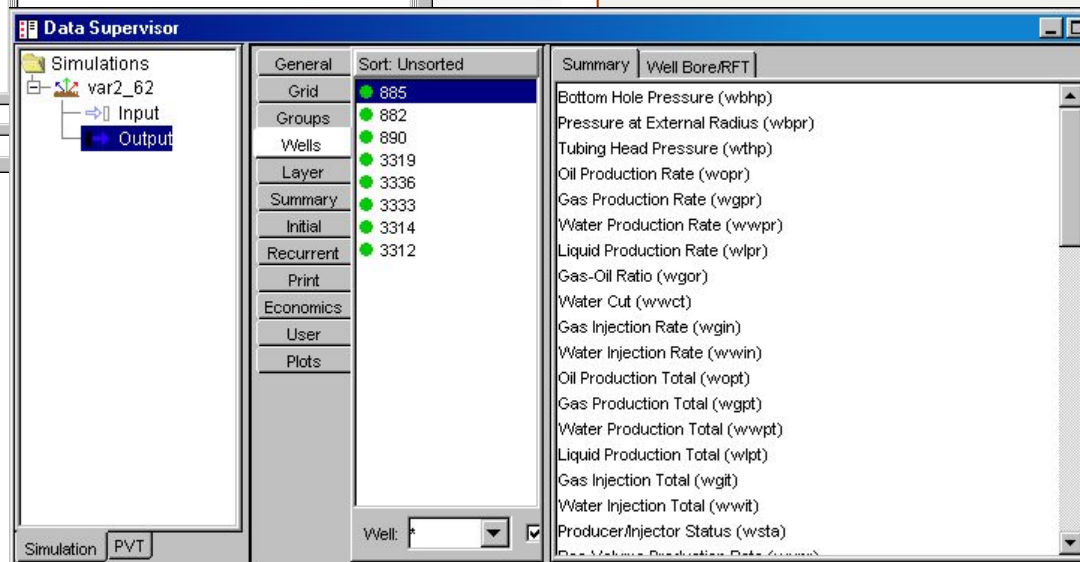
	Minimum	Maximum	Average	
Porosity	0.11004	0.17492	0.14179	frac
Permx	0	192.73	20.941	mD
Permy	0	192.73	20.941	mD
Permz	0	55.339	4.833	mD
NTG	0.10375	1	0.75983	frac

reference depth

times after assembly:

	Minimum	Average	
	93.856	10.115	md-m
	93.868	10.128	md-m
	2443.9	18613.9	md-m
	50.566	2515.173	metre
	2158E6	20561.212	rm3

var2.rat  
var2.mis  
GRID var2.grd  
var2.ctl  
var2.ara  
var2.aaf



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



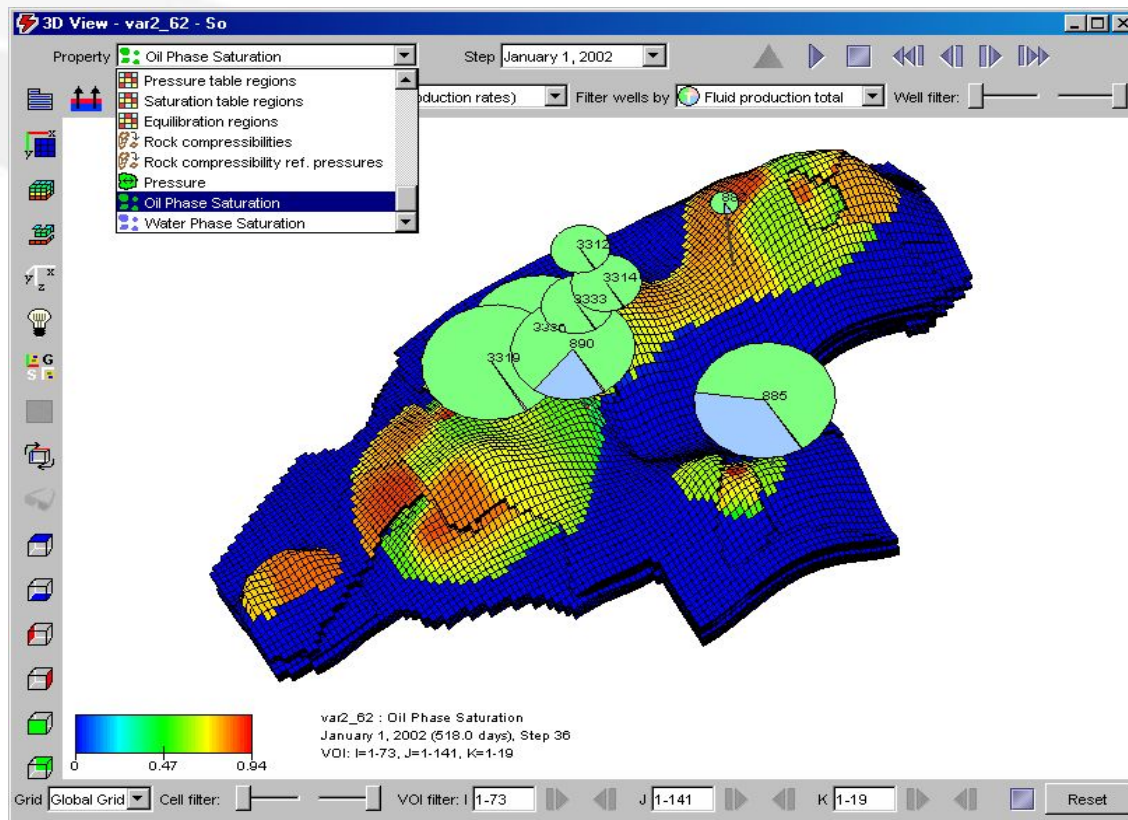
PRODUCTION & PROCESS





# Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

## Анализ 3D статических и динамических массивов



**ARRA** {DAYS MONT YEAR DATE} EQUA END  
*time1 time2 ... /*



INITIAL DATA



SIMULATION



WELL & COMPLETION

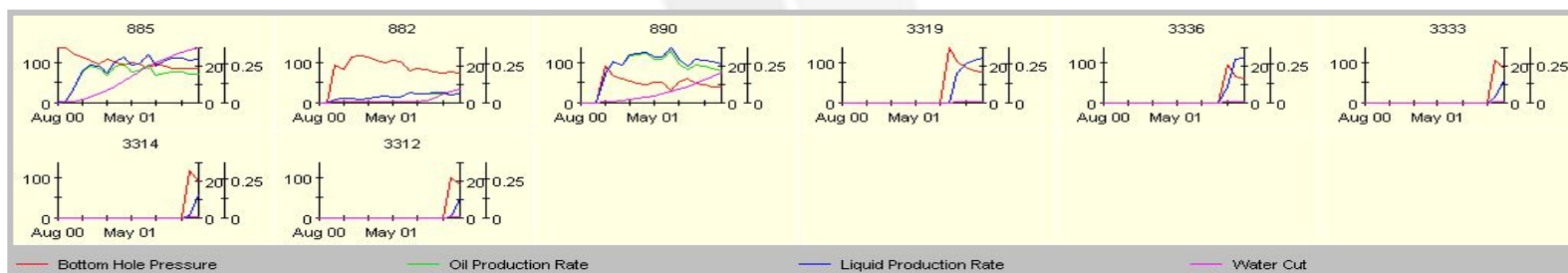
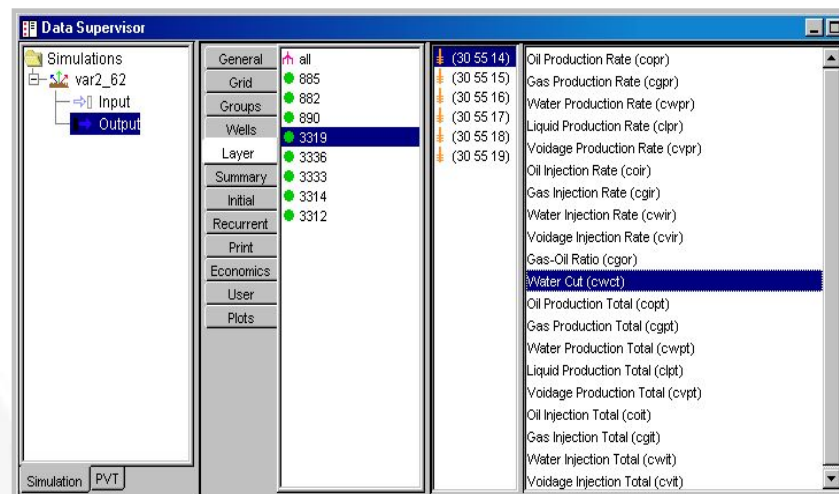
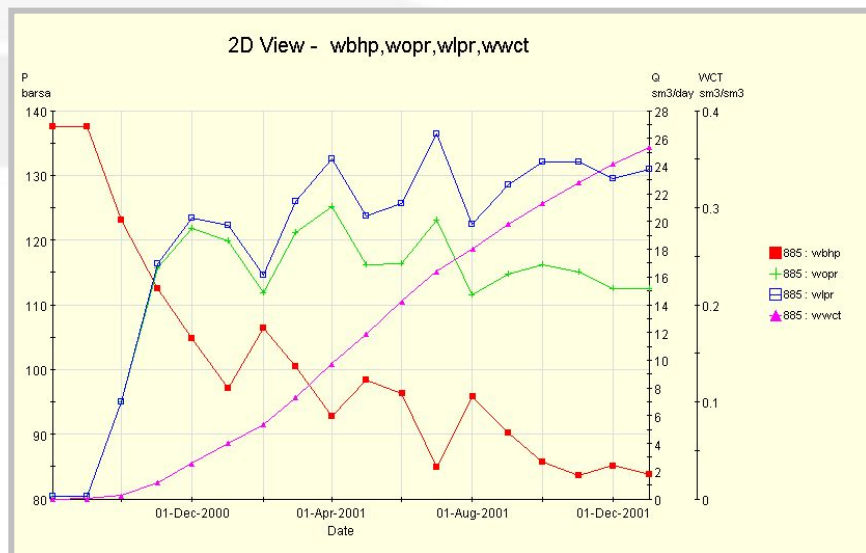


PRODUCTION & PROCESS



# Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

## Анализ 2D графиков технологических показателей



**RATE** *tprinc* {DAY MONT YEAR}{EXACT}  
 {STAT}{FIELD}{GROUP}{WELL}{SLIM}{CRAT}{LRAT}



INT



SIMULATION

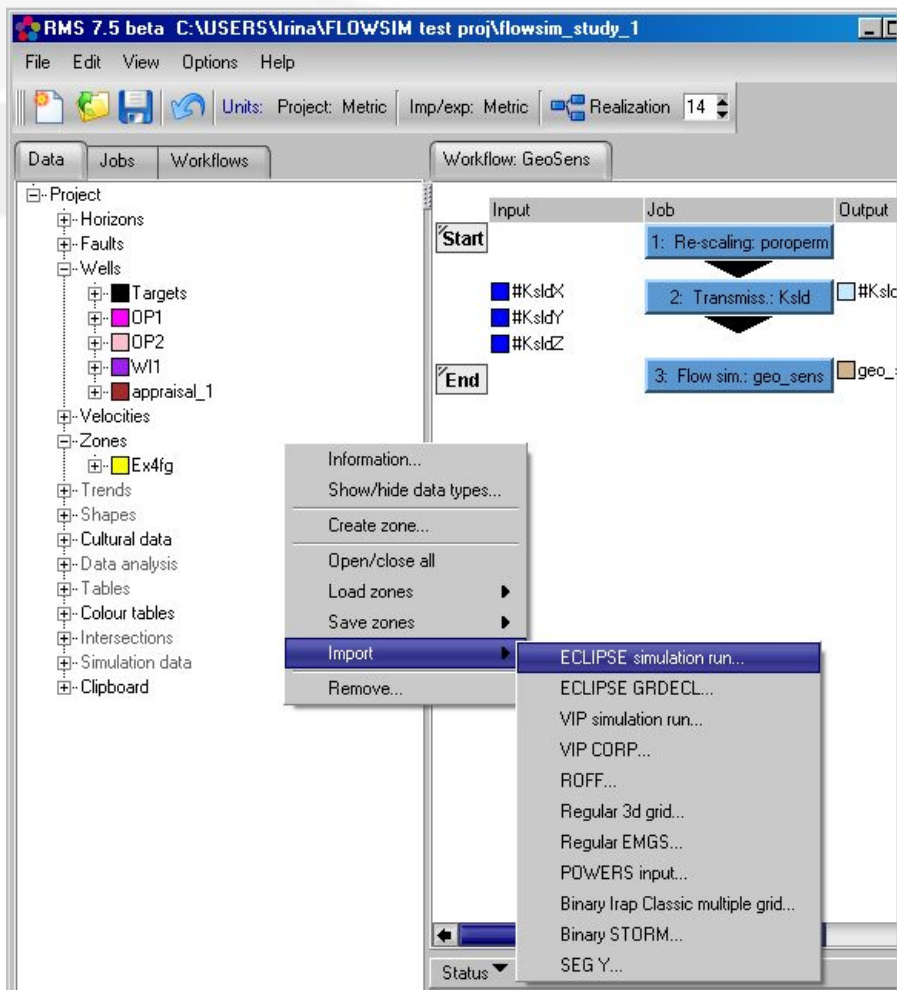


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Визуализация результатов расчетов в Irap RMS



## Импорт данных в Irap RMS

**EGRID**

**ESOL** [EQUA] {DAYS  
MONT YEARS DATE}  
*time1 time2 ... time40 /*

**ESUM** [EQUA] {DAYS MONT  
YEARS DATE} [WELLS]  
[GROUPS] [FIELD] [STATS]  
[SLIM]  
*time1 time2 ... time40 /*



INTRODUCTION



SIMULATION



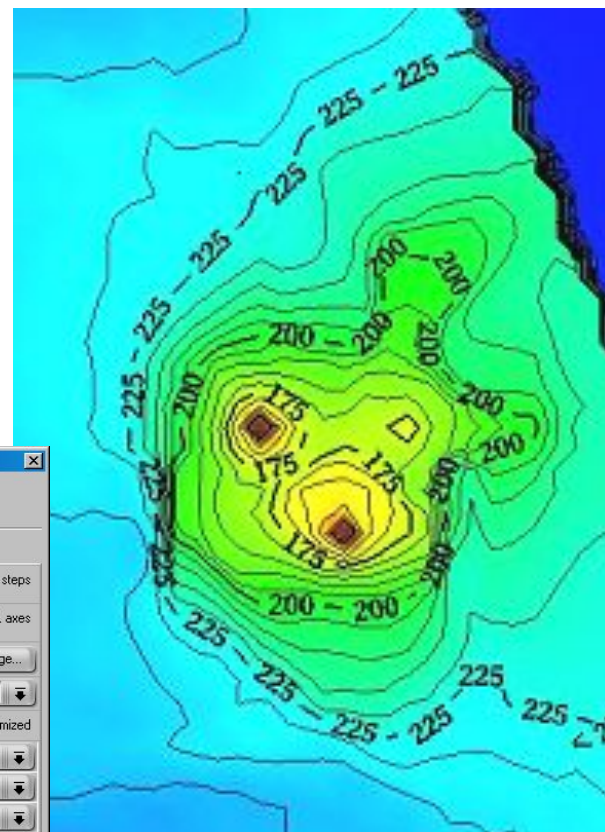
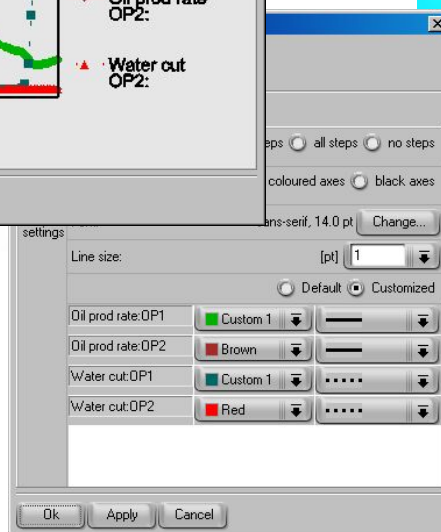
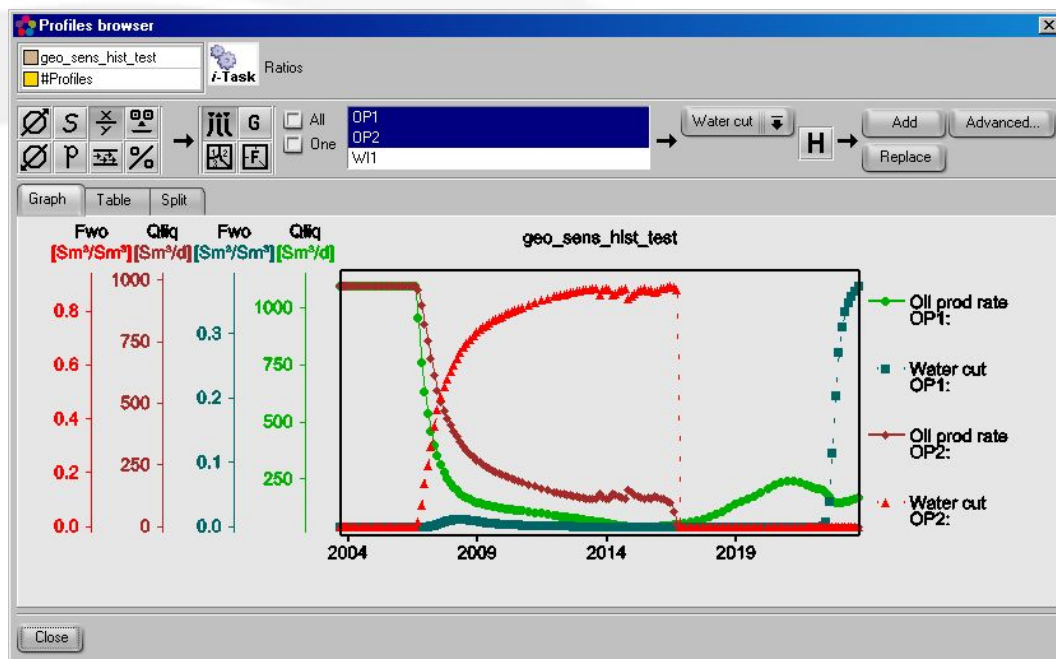
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Визуализация результатов расчетов в Irap RMS

## 2D графики технологических показателей и карты параметров



INT



SIMULATION

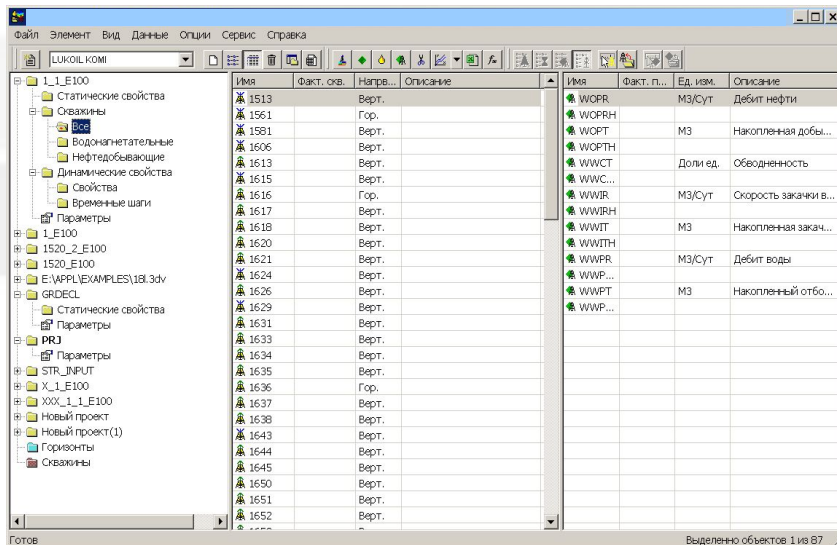


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

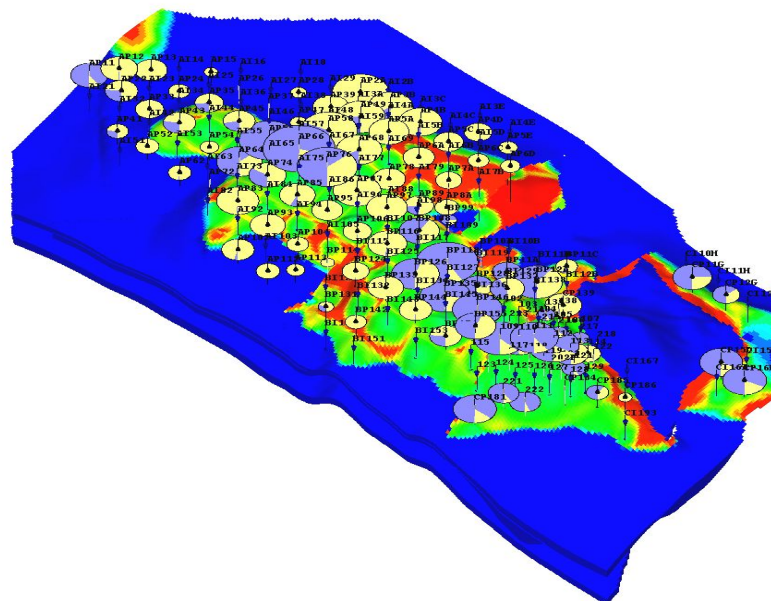
# Визуализация результатов расчетов в ResVIEW-II



Имя	Факт. озн.	Напр...	Описание
1513	Верт.		
1561	Гор.		
1581	Верт.		
1606	Верт.		
1613	Верт.		
1615	Верт.		
1616	Гор.		
1617	Верт.		
1618	Верт.		
1620	Верт.		
1621	Верт.		
1624	Верт.		
1626	Верт.		
1629	Верт.		
1631	Верт.		
1633	Верт.		
1634	Верт.		
1635	Верт.		
1636	Гор.		
1637	Верт.		
1638	Верт.		
1643	Верт.		
1644	Верт.		
1645	Верт.		
1650	Верт.		
1651	Верт.		
1652	Верт.		

Имя	Факт. п...	Ед. изм.	Описание
WVOPR	M3/Сут		Дебит нефти
WVOPRH	M3		Накопленная добы...
WVOP			
WVOPH			
WVWC	Доли ед.		Обводненность
WVWR	M3/Сут		Скорость закачки в...
WVWRH	M3		Накопленная закач...
WVWT	M3/Сут		Дебит воды
WVWPH			
WVWP	M3		Накопленный отбо...
WVWPT			
WVWP			



Загрузка гидродинамических моделей в форматах:

- ECLIPSE (BINARY, TEXT)
- MORE (BINARY)
- VIP (TEXT)



INTRODUCTION



SIMULATION

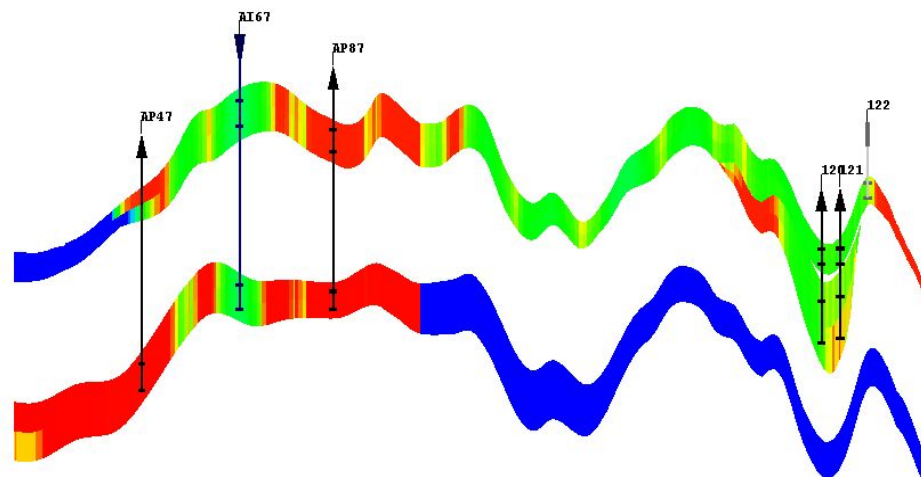
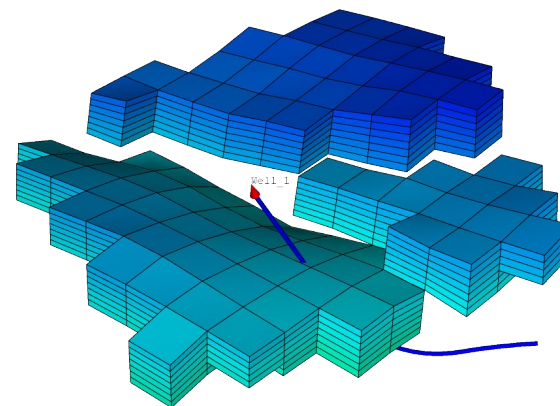


WELL & COMPLETION



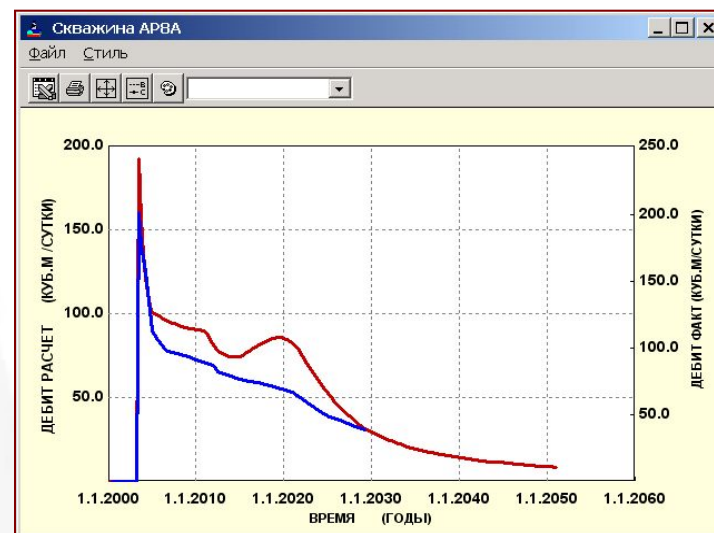
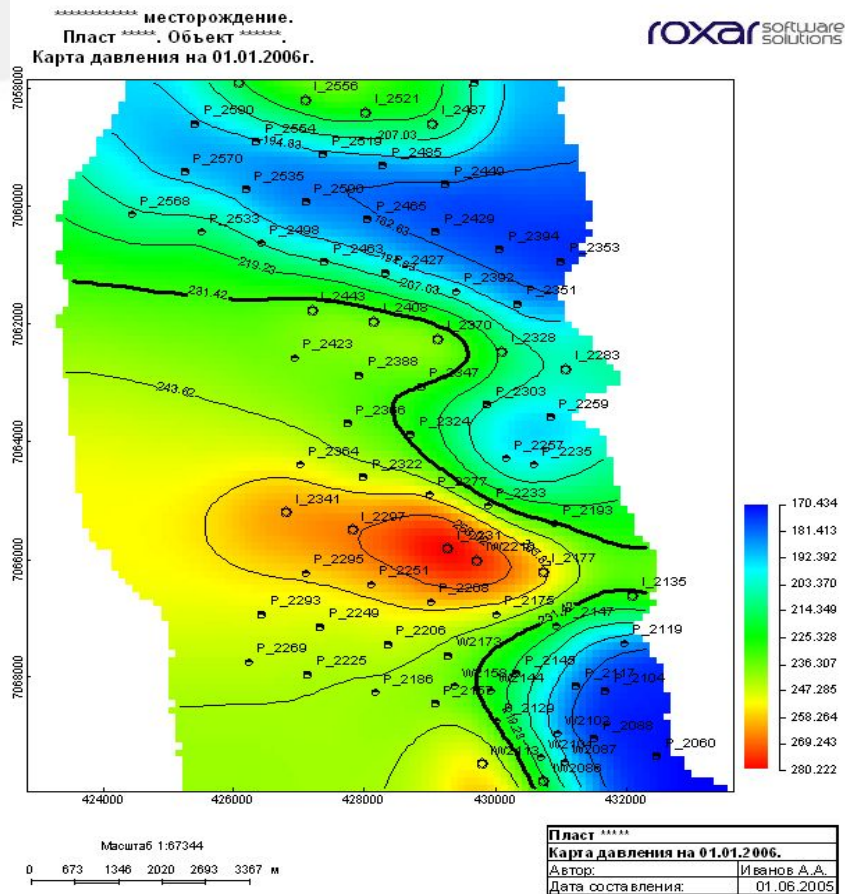
PRODUCTION & PROCESS





# Визуализация результатов расчетов в ResVIEW-II

## Анализ 2D графиков показателей разработки, построение карт параметров



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Прогнозные расчеты

---

## Прогноз

- Расчет базового варианта (с текущим фондом скважин без ГТМ)
- Расчет различных вариантов
  - планирование проведения мероприятий по скважинам (вскрытие/изоляция интервалов, ГРП и т.д.)
  - перевод скважин под нагнетание и ввод новых скважин, проектирование скважин (в том числе со сложной траекторией)
  - применение методов повышения нефтеотдачи (термальная модель, закачка полимеров и т.п.)
- Расчет КИН и выбор оптимальных сценариев разработки



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# Задание ограничений по скважинам

**WLIM** *value limit* {OFF ON} {MIN MAX HOLD}{CUTB STIM WORK CONV SHUT REDE}

**Value** Значение для вторичного скважинного контроля

**Name** Имя параметра, по которому вводится ограничение OIL, GAS, LIQU, RESV, GOR, WOR или параметр определенный пользователем

**OFF** Отключает вторичный скважинный контроль

**ON** Включает вторичный скважинный контроль

**MIN** Это минимальное ограничение

**MAX** Это максимальное ограничение.

**HOLD** Это целевое ограничение (TARG является синонимом HOLD).

**CUT** Дебит добывающей скважины будет уменьшен в случае нарушения ограничения.

**STIM** В случае нарушения ограничения, параметры прискважинной зоны будут улучшены, в соответствии с данными, заданными в ключевом слове **STIM**ulate

**WORK** В случае нарушения ограничения, будут последовательно закрываться перфорации, имеющие самое «плохое» значение параметра определенного в *name*.

**CONV** Скважина будет остановлена на 1 временной шаг, а затем переведена под нагнетание с условиями описанными в подключевом слове **CONV**erted

**SHUT** Скважина будет остановлена, если значение ограничения будет нарушено.

**REDE** Скважина будет переопределена с новыми ограничениями добычи и забойного или устьевого давления, описанными в подключевом слове **REDE**



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание ограничений по скважинам

- Переопределение режимов работы скважин

**GRED** или **REDE** *name fluid* =Q =P tname

- Улучшение призабойной зоны

**STIM** {SKIN REQV K-H WIDX T-WI **MULT**}

*xzone<sub>1</sub> xzone<sub>2</sub> .... /*

- Перевод добывающей скважины в нагнетательную

**CONV** *limit* Q= P=



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание ограничений по скважинам

- Определение групп

**GROU** *gname* [FRAC *value*] well1 well2 ...

- Контроль по группе скважин

- Добывающих

**GLIM** *grpnm limit value* {MIN **MAX** HOLD} {STIM WORK DRIL STOP GRED}

- Нагнетательных

**ILIM** *grpnm limit value factor* {MIN **MAX**} {STIM DRIL STOP HOLD GRED}



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Работа со скважинами

Групповой контроль по приоритету

**GPRI** *qrpm limit value /*

Задание приоритета по скважинам

**PRIO** *DT C1 C2 C3 C4 C5 C6 C7 C8*

$$P = \frac{C_1 + C_2 \cdot q_o + C_3 \cdot q_g + C_4 \cdot q_w}{C_5 + C_6 \cdot q_o + C_7 \cdot q_g + C_8 \cdot q_w}$$

PRIO 30 0 0 0 1 0 1 0 1  
 GPRI ALL OIL 10000 /



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание циклической закачки

Ввод двух потоков и переключение нагнетательной скважины с одного на другой

WELL I-1 INJECTS GAS Q=100 P=4000 BHP AND WATR Q=90 P=5000 BHP  
 WDEN 12 /  
 LOCA 2\*1 /  
 RAD1 1.0 /

**WSWITCH** wellname

или

**WWAG** wellname P1 P2 [OFF]

Период нагнетания 1 и 2 флюида в днях

WWAG I-1 30 30

READ 100 DAYS  
 WSWITCH INJ1  
 READ 178 DAYS  
 WSWITCH INJ1  
 READ 274 DAYS



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Задание ограничений по скважинам

Событие	Описание
<u>BHPT</u>	Забойное давление
<u>THPT</u>	Устьевое давление

Событие	Описание
<u>PLIM</u>	Ограничение по добыче скважины
<u>ILIM</u>	Ограничение по закачке скважины
<u>GPLIM</u>	Ограничение по добыче группы
<u>GILIM</u>	Ограничение по закачке группы

## События (EFIL) \*

Событие	Описание
<u>OPT</u>	Дебит нефти
<u>GPT</u>	Дебит газа
<u>WPT</u>	Дебит воды
<u>LPT</u>	Дебит жидкости
<u>VPT</u>	Дебит компенсации

\* See All Events in User Guide



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Задание ограничений по скважинам

- Ограничение по изменению давления на скважине  
(контроль по депрессии)

**DRAW** value /

- Опорная глубина для скважины

**DREF** depth /

Замечание: Опорная глубина может меняться в течении расчета. До момента появления первого DREF к скважине будет применяться значение DATUM.



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Компенсация отборов

## Регулирование закачки для достижения компенсации отборов

**VREP** grpProd grpInje factor

grpProd – группа, содержащая добывающие скважины (по умолчанию *ALL*)

grpInje – группа, содержащая нагнетательные скважины (по умолчанию *ALL*)

factor – фактор регулирования компенсации



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



# Регулирование добычи

## Установка группового контроля с регулированием по добыче

**PBAL** grpProd grpInje factor {gas wat rvol}

grpProd – группа, содержащая добывающие скважины (по умолчанию **ALL**)

grpInje – группа, содержащая нагнетательные скважины (по умолчанию **ALL**)

factor – фактор регулирования добычи

gas – регулирование добычи газа

wat – регулирования добычи воды

rvol – регулирования добычи в целом в пластовых условиях



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

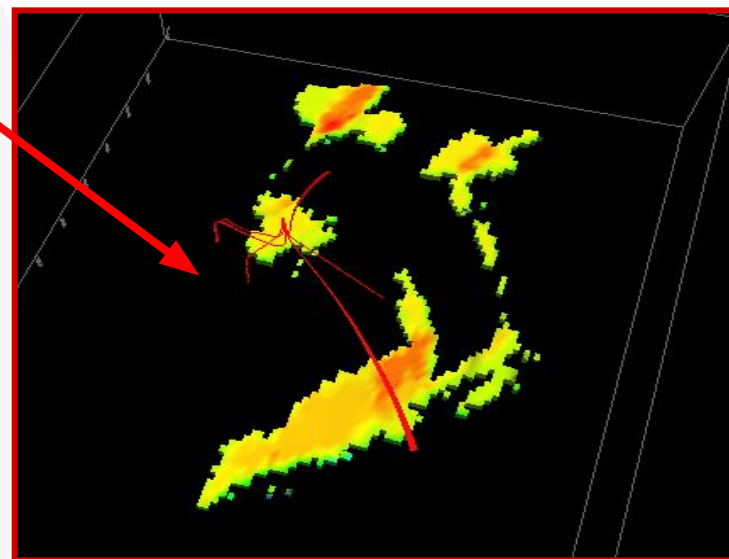
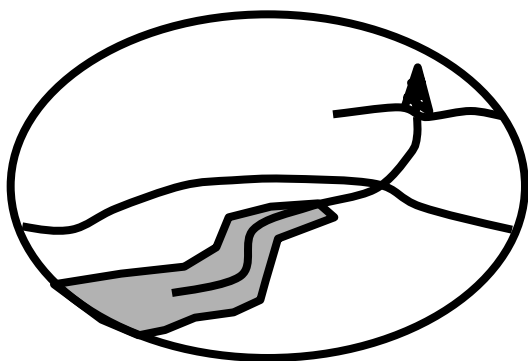
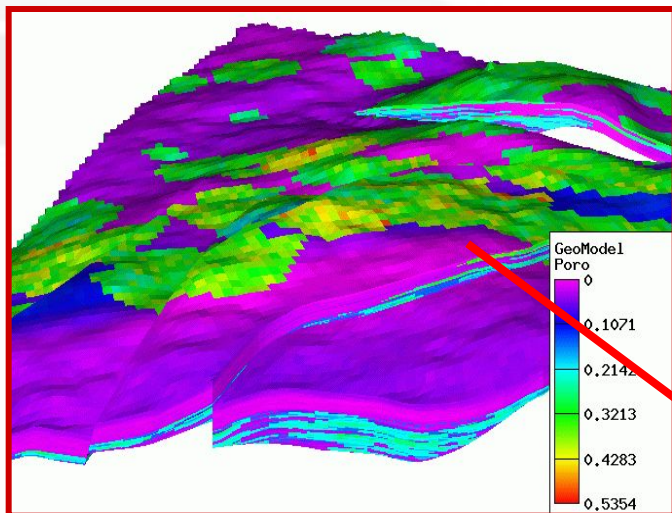


PRODUCTION & PROCESS

# Проектирование скважин для прогнозных расчетов

## Выбор целевого объекта

На основании анализа 3D параметров с использованием фильтров



INITIAL DATA



SIMULATION



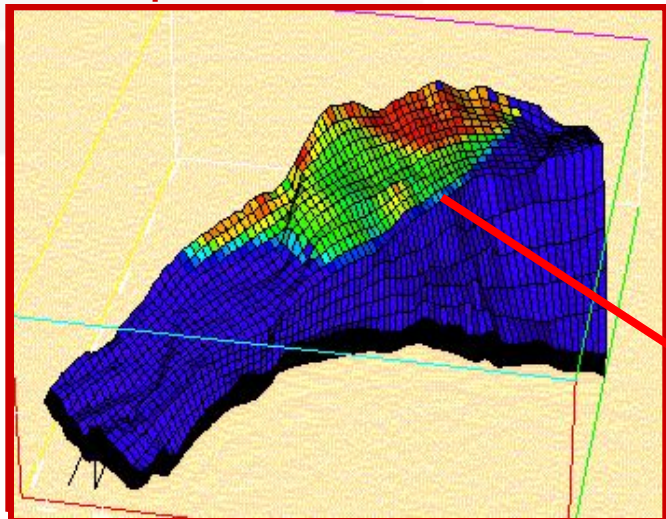
WELL & COMPLETION



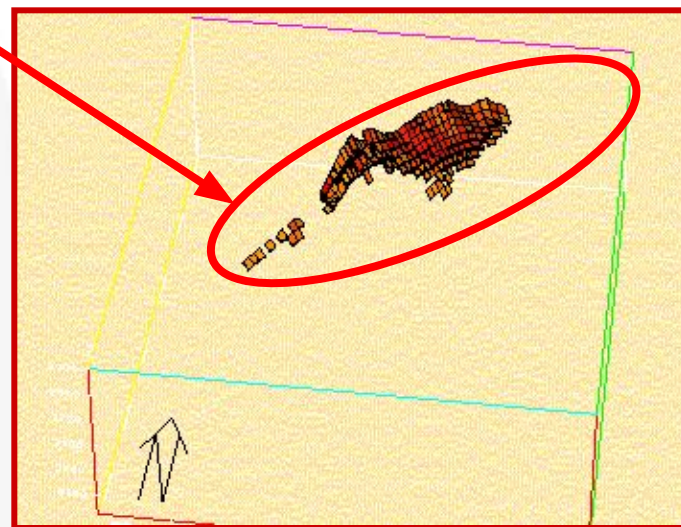
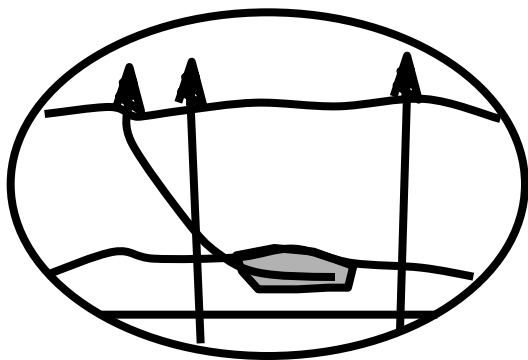
PRODUCTION & PROCESS

# Проектирование скважин для прогнозных расчетов

## Выбор целевого объекта



На основании анализа  
результатов  
гидродинамического  
моделирования



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



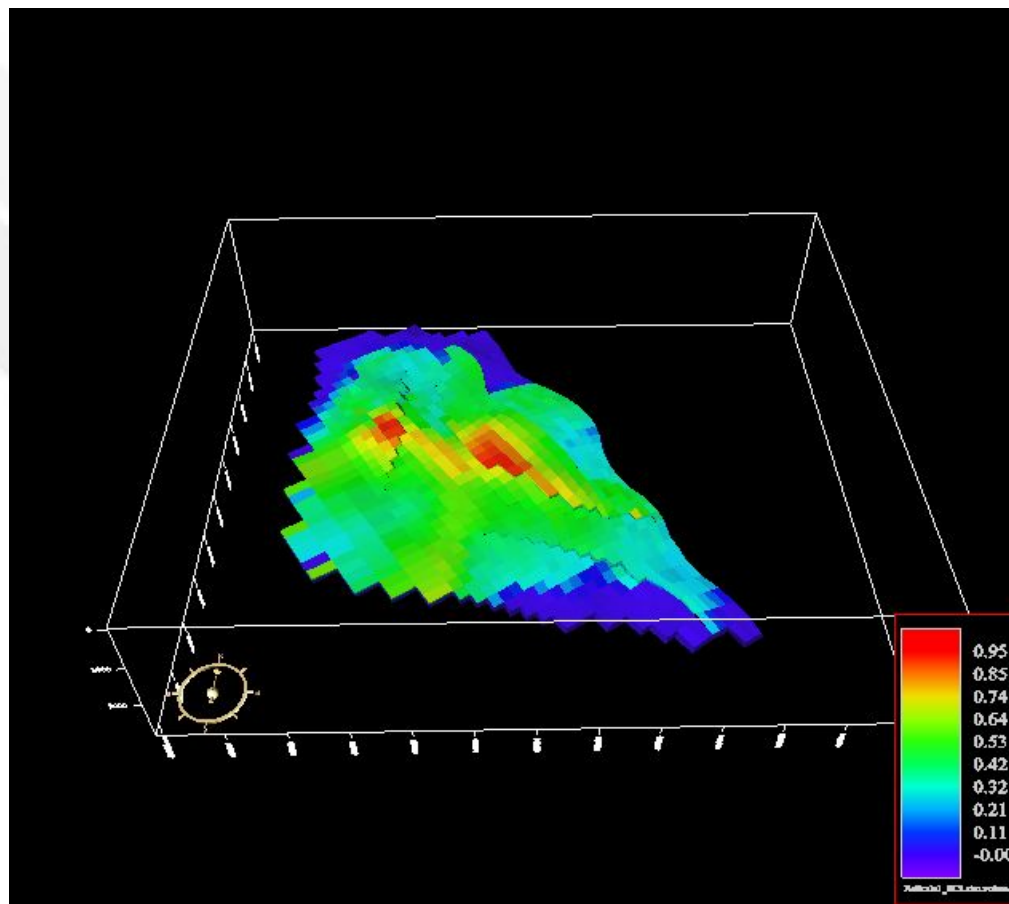
PRODUCTION & PROCESS

# Проектирование скважин для прогнозных расчетов (1)

Модель месторождения с проведенным расчетом на 20 лет.

На рисунке вы можете видеть нефтенасыщенность на различные периоды моделирования.

Синий цвет соответствует минимальной насыщенности, красный цвет максимальной



INTRODUCTION



SIMULATION



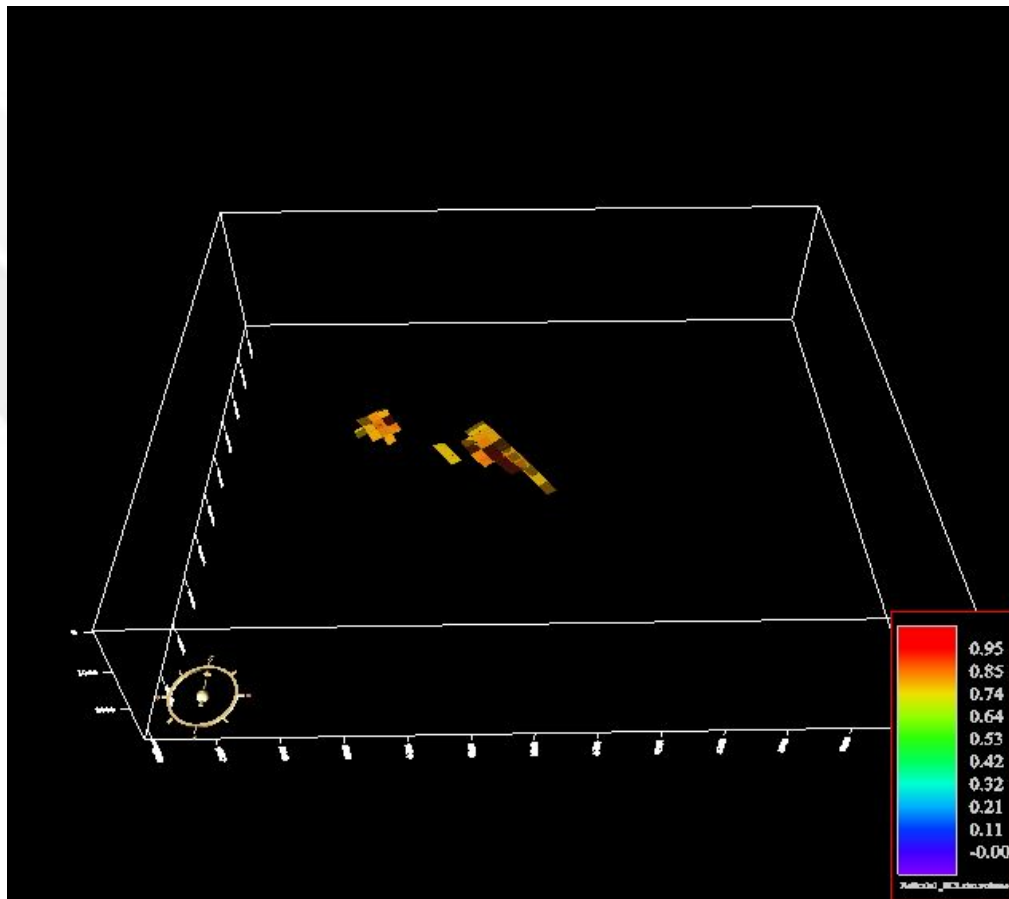
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Проектирование скважин для прогнозных расчетов (2)

Эффективная зона  
Параметр  
нефтенасыщенности был  
отфильтрован и на рисунке  
оставлены только ячейки с  
высокой насыщенностью  
Далее в этой зоне будет  
запроектирована наклонная  
скважина со сложной  
траекторией.



Проектирование скважин на основе результатов моделирования



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

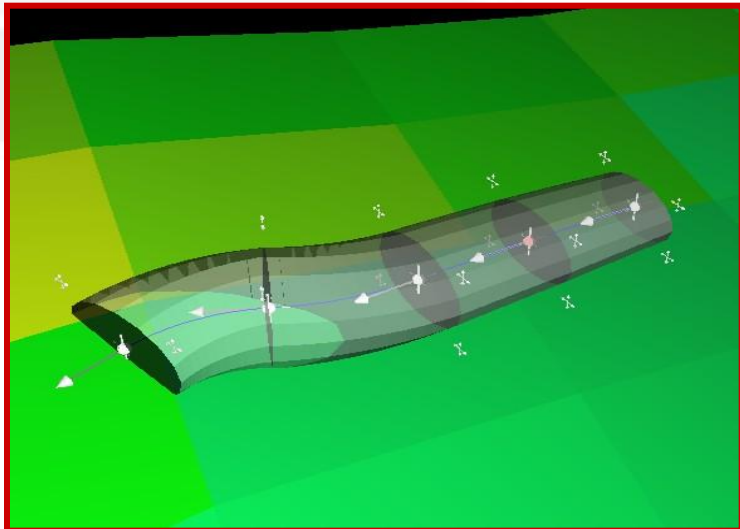


PRODUCTION & PROCESS



# Проектирование скважин для прогнозных расчетов

## Задание целевого объекта



в табличном виде

Мышкой в 3D

Target properties

☒ new target 

Target axis: ☐ Boundary ☐ Extension ☐ Intersections

General Name:  Maximum DLS:

Snap mode

- ☒ No snap
- ☐ Above
- ☐ Below
- ☐ Between

Control points

	East (X) [m]	North (Y) [m]	TVD (Z) [m]	Az [deg]	Incl [deg]	DLS [deg/30m]
1	1000.00	20000.00	2340.00			
2	1100.00	20300.00	2345.00			0.00
3						
4						
5						

Ok Apply Reset Cancel



INTRODUCTION



SIMULATION

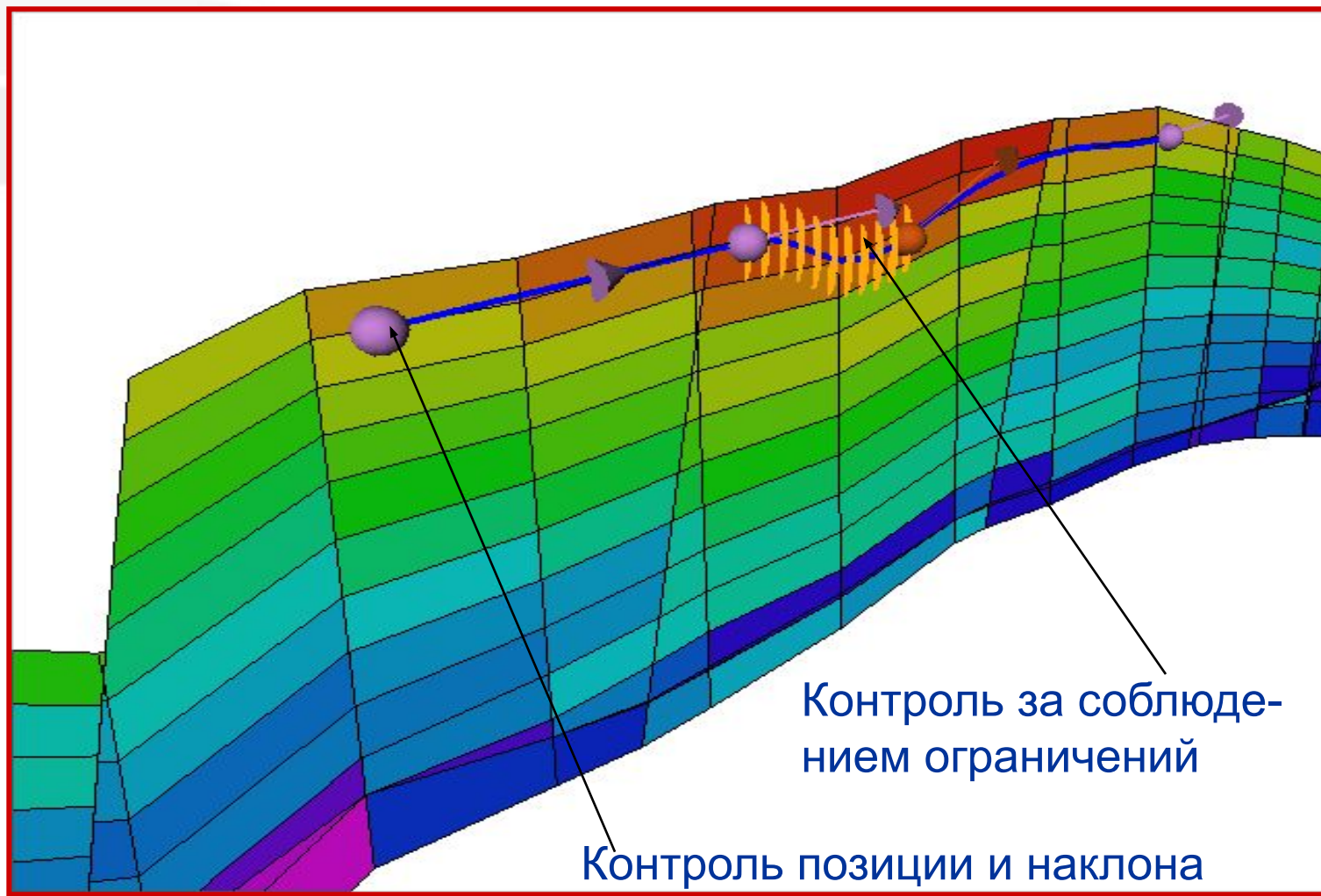


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Проектирование скважин для прогнозных расчетов



INITIALIZATION



SIMULATION



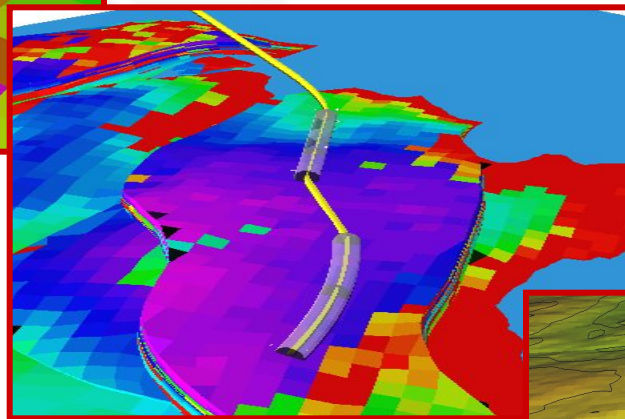
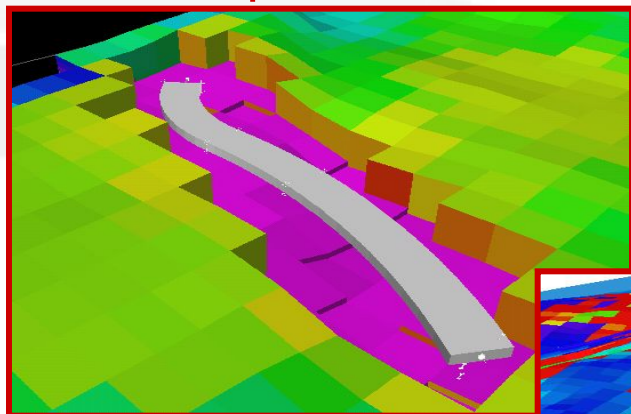
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

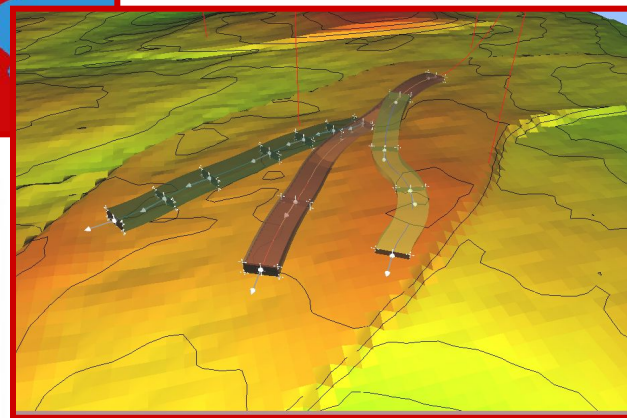
# Проектирование скважин для прогнозных расчетов

## Виды ЦО



Совокупность ЦО, вскрываемых индивидуальными боковыми стволами многозабойной скважины

Совокупность ЦО, вскрываемых одной скважиной



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



**Термическая опция  
Закачка полимеров  
Использование растворителя**

---

## Термальная опция

### Задание свойств

**THERmal** - Включает термальную опцию;

**OVVT** - Изменение вязкости нефти от температуры;

**UOIL,UGAS,UWAT,UROC** - Коэффициенты удельной теплоемкости;

**THCO, THCG, THCW, THCR** - Коэффициенты теплопроводности;

**THXO, THXW, THXR** - Коэффициенты температурного расширения;

**HLOS** - Модель потери тепла;

**UPSI** – Подвижность закачиваемого пара.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Термальная опция

### Массив распределения температуры

RTMI

### Задание температуры закачиваемой воды

TEMP

WELL I11 INJECTS WATR QLIM = 150.

PMAX=300

LOCATION 3 3 /

TEMP 150 /

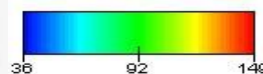
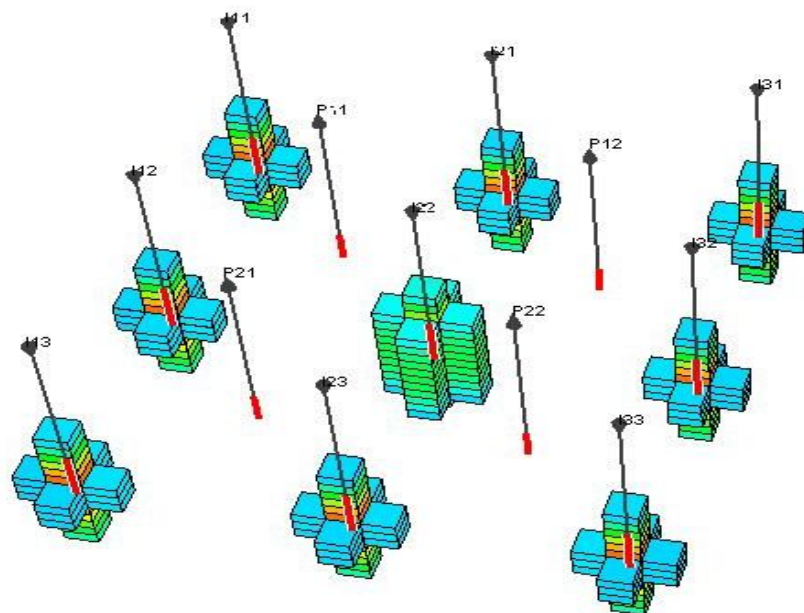
### Закачка пара

STEAM

CNAM OIL WATR STEAM

WELL I-1 INJECTS STEAM QLIM = 4000 PMAX=1500

STEAM 458.0 /



thermalwv\_met\_base : Reservoir temperature  
January 1, 2001 (366.0 days), Step 26  
Thresh: Rtem (26) range: 58.6931 - 148.553



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Закачка полимеров

Модель полимеров позволяет учитывать закачку полимеров, включая эффекты изменения вязкости воды, в зависимости от концентрации полимера, адсорбцию полимера и изменение его свойств в зависимости от скорости течения.

## Секция *FLUID*

**POLI** – задание применения закачки полимеров

**PABS** – Определяет вид адсорбции полимера

REVE – обратимая, IRRE - необратимая NONE - нет адсорбции

**PSHEAR** – Контролирует уменьшение вязкости полимерного раствора при увеличении скорости.

ON – включено, OFF – выключено

*Зависимость вязкости воды от концентрации полимера **PPRO***

Cply - концентрация полимера kg/sm<sup>3</sup>

Cmult - множитель вязкости

PPRO	Cply	Cmult
	0.0	1.0 /
	0.035	2.0 /
	0.1	5.0 /
	0.35	40.0 /
	/	



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

# Закачка полимеров

## Секция GRID

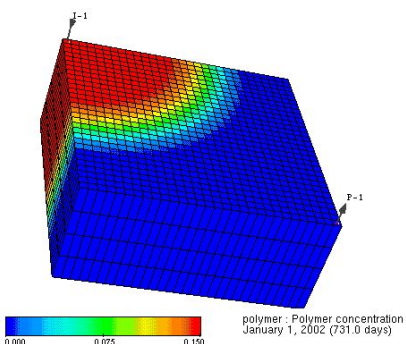
***PREG** – Регионы свойств полимеров, связывающие ячейки модели с таблицами PMIS и PPRO*

*Начальная концентрация полимера*

PLYI

ZVAR

0.04 4\*0.045 8\*0.0 /

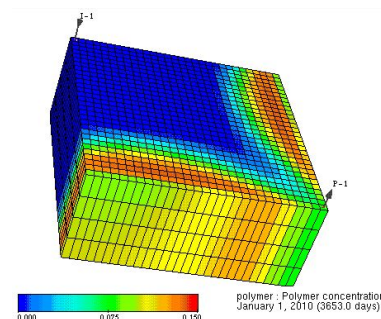
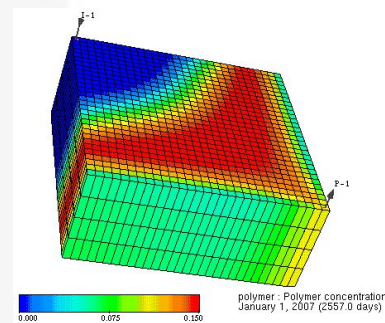
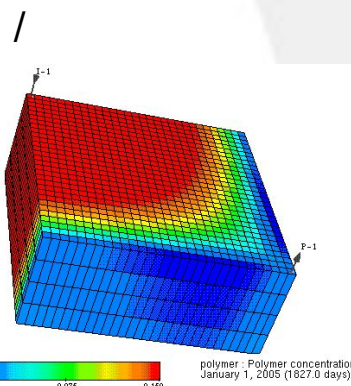


*Концентрация полимера в закачиваемой воде:*

WELL HA\_4 INJE WATR RATE=20000 PLIM=4000

LOCA 3453.0 53287.0

CPLY 0.07



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Использование растворителя

Газ можно разделить на пластовый и растворитель

Для использования растворителя в модели необходимо задать:

**SOLV** – дополнительный компонент в ключевом слове CNAM;

**SOLVENT** - плотность в нормальных условиях или молекулярный вес;

**SPVT** – свойства растворителя;

**OSPVT** - растворимость растворителя в нефти;

**MISCIBLE** - изменение фазовых проницаемостей за счет смешивания;

**SOLV** в ключевом слове WELL - доля растворителя в закачиваемом газе.



INITIALIZATION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Спасибо за внимание!

---