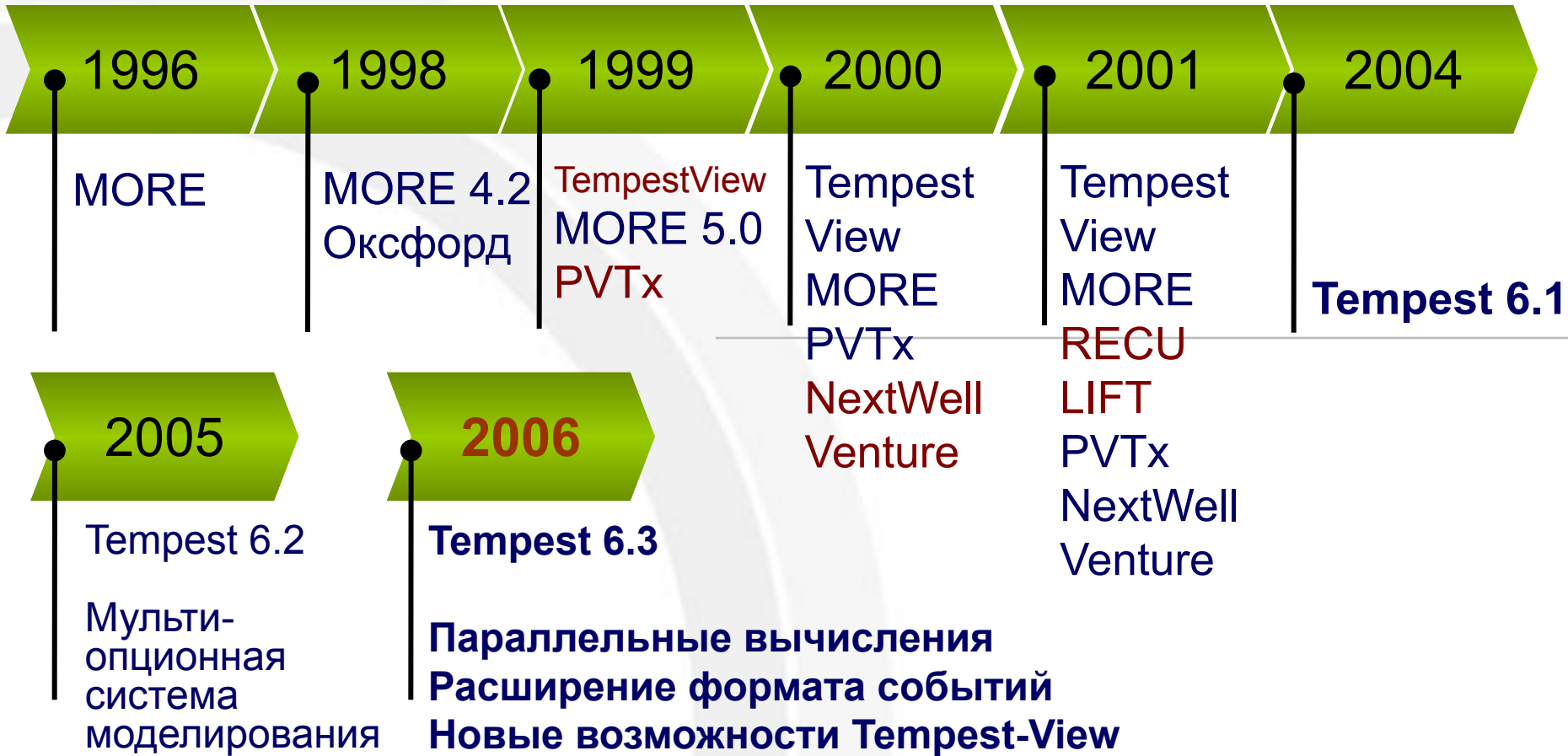


Гидродинамическое моделирование



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



INT...



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



INTRODUCTION



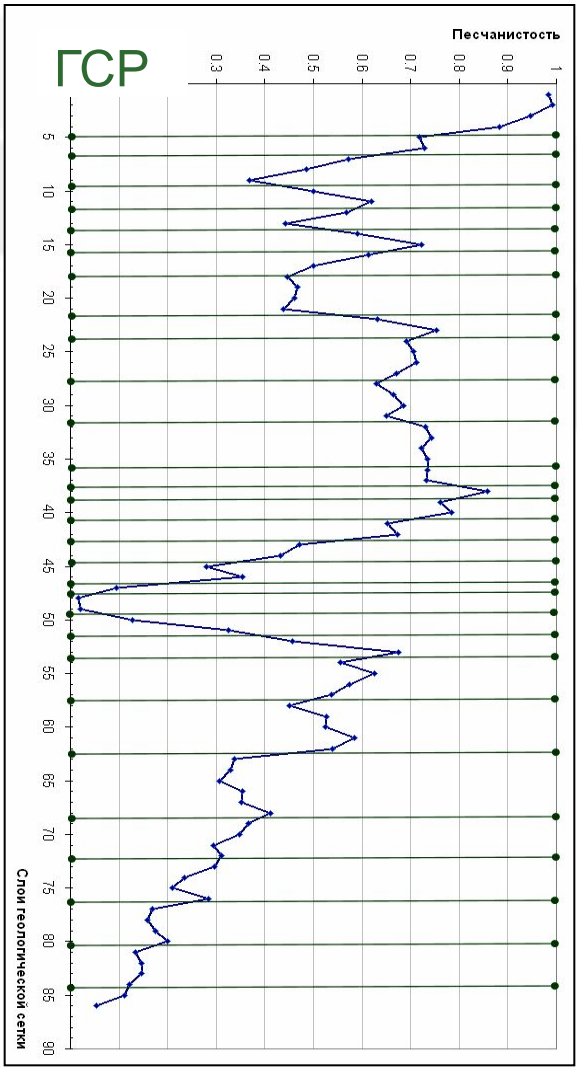
SIMULATION



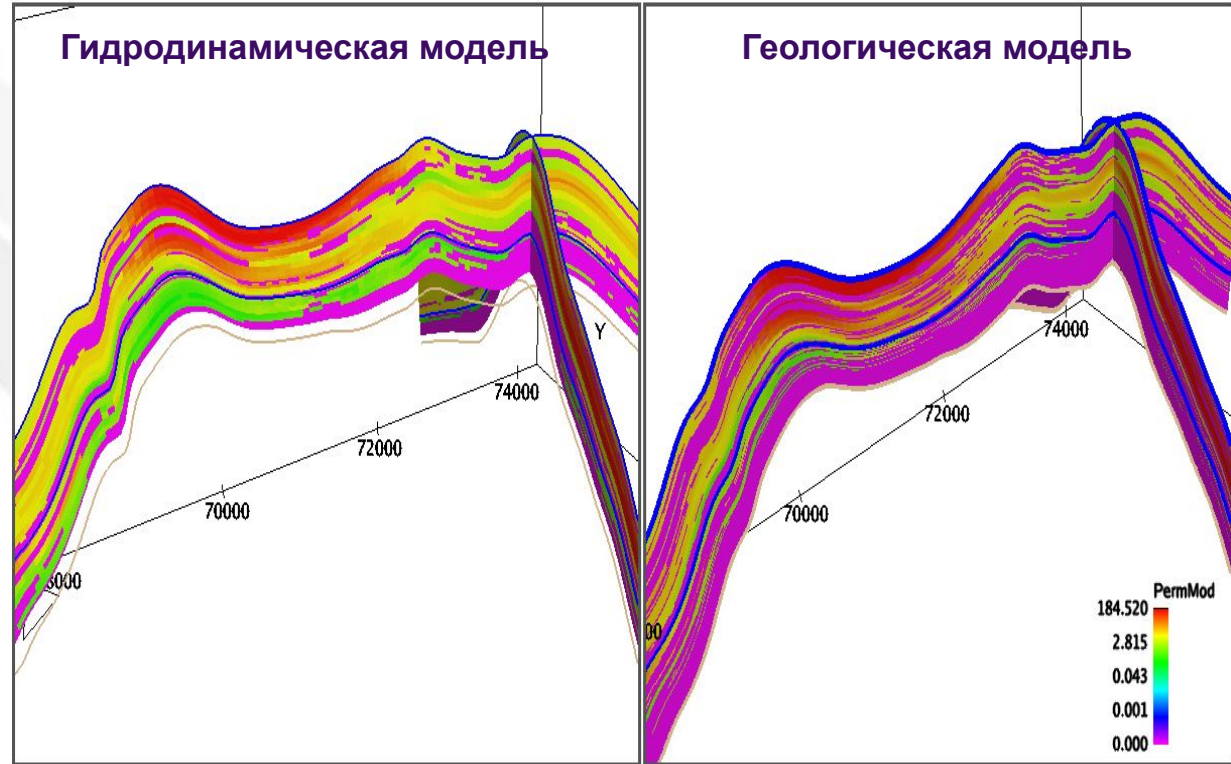
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

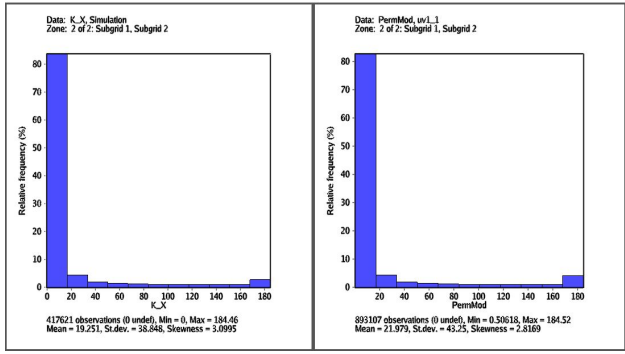
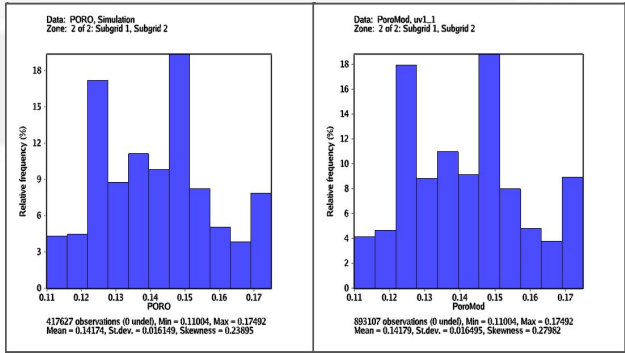


Результаты процедуры UPSCALING



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. МЗ.	МЛН. т.	МЛН. МЗ.	МЛН. т.	МЛН. МЗ.	
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

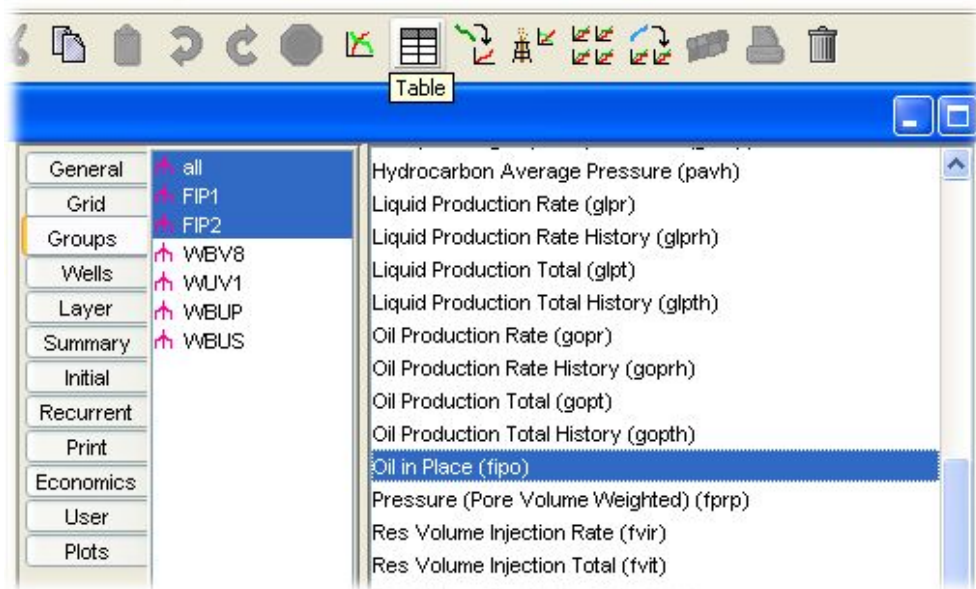


Поровый объем в модели можно посмотреть в выходном файле расчета (*.out). Там же приведена информация о запасах в пластовых и поверхностных условиях.

```
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**.

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



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



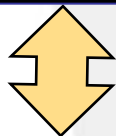
Произвести запуск всех модулей **MORE** можно из **Tempest** или из командной строки

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



INT.....DN



SIMULATION

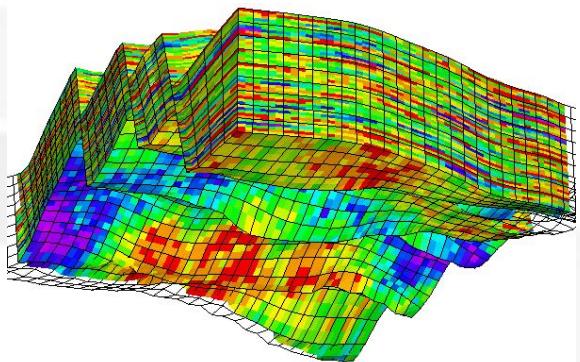


WELL & COMPLETION

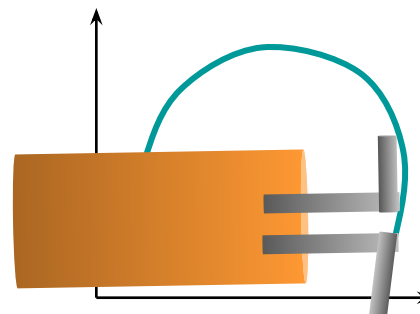


PRODUCTION & PROCESS

Исходные данные для построения модели



Модель пласта



Описание флюида



Кривые относительных фазовых проницаемостей



INT...



SIMULATION

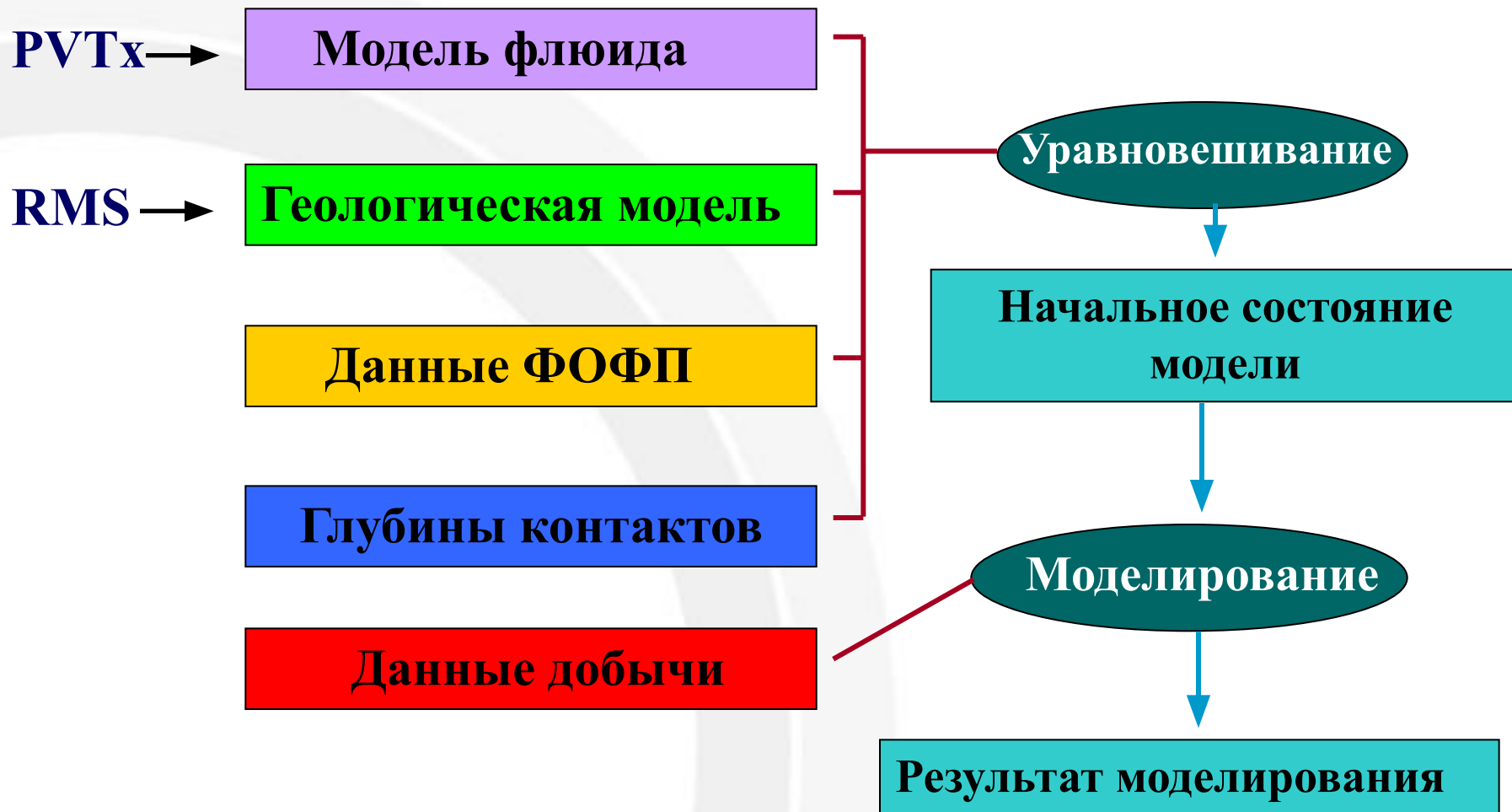


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Этапы создания модели



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

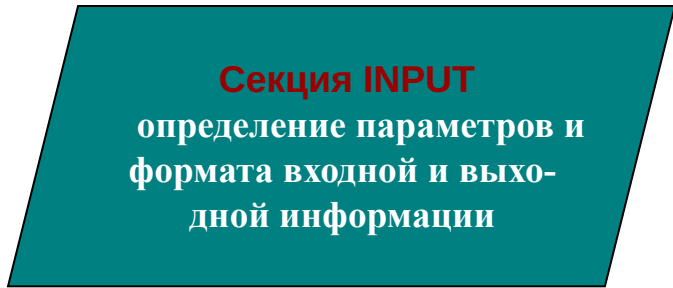
Секции запускающего файла MORE



Глобальные
ключевые
слова



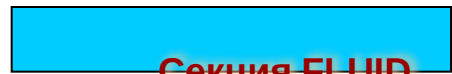
Секция RECURRENT
ввод данных по скважинам



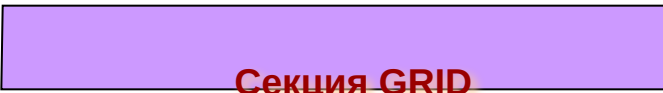
Секция INPUT
определение параметров и формата входной и выходной информации



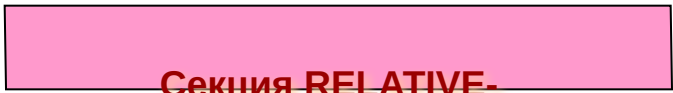
Секция INITIALIZATION
определение начальных условий в пласте



Секция FLUID
определение свойств флюидов (PVT и др.)



Секция GRID
определение гидродинамической сетки и свойств пласта



Секция RELATIVE-PERMEABILITY
задание фазовых проницаемостей



INT.....DN



SIMULATION

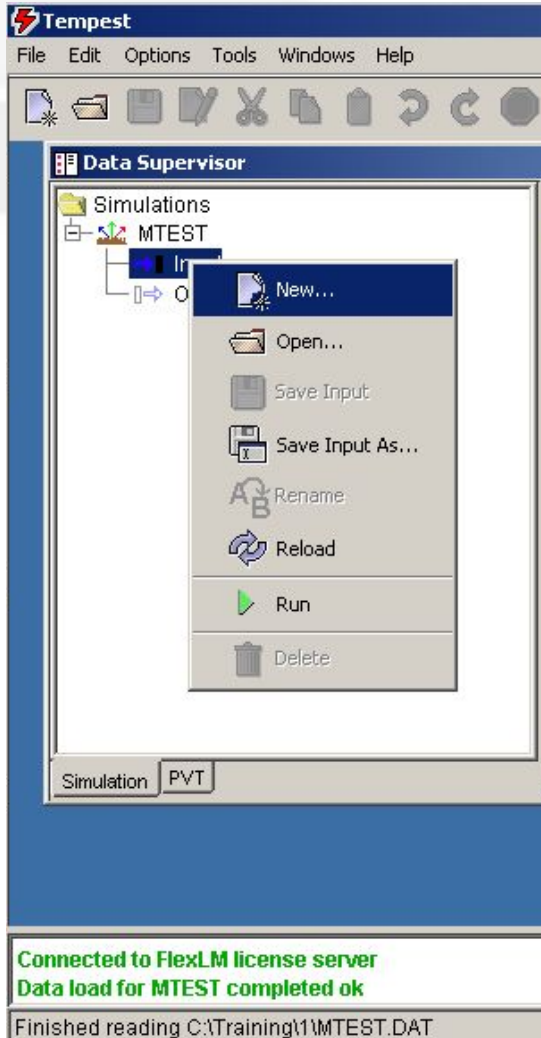


WELL & COMPLETION

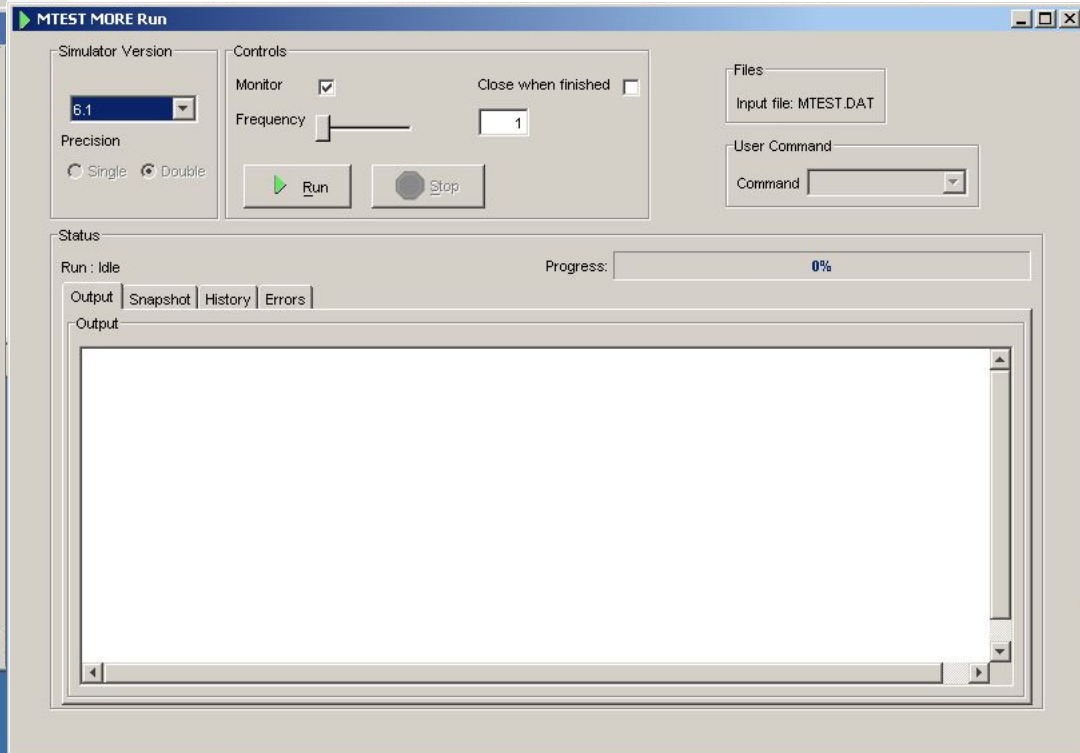


PRODUCTION & PROCESS

Запуск программы



The image shows the 'Data Supervisor' window of the Tempest software. The window title is 'Tempest' and it has a menu bar with 'File', 'Edit', 'Options', 'Tools', 'Windows', and 'Help'. Below the menu bar is a toolbar with various icons. The main area shows a tree view under 'Simulations' with 'MTEST' selected. A context menu is open over 'MTEST', listing options: 'New...', 'Open...', 'Save Input', 'Save Input As...', 'Rename', 'Reload', 'Run', and 'Delete'. At the bottom of the window, there is a status bar with the text 'Simulation PVT'. A green status message at the bottom of the window reads: 'Connected to FlexLM license server Data load for MTEST completed ok'. Below that, a grey status bar shows: 'Finished reading C:\Training\1\MTEST.DAT'.



The image shows the 'MTEST MORE Run' dialog box. It has a title bar with 'MTEST MORE Run' and standard window controls. The dialog is divided into several sections: 'Simulator Version' with a dropdown menu set to '6.1'; 'Precision' with radio buttons for 'Single' and 'Double'; 'Controls' with a 'Monitor' checkbox checked, a 'Close when finished' checkbox unchecked, a 'Frequency' slider, and 'Run' and 'Stop' buttons; 'Files' with an 'Input file: MTEST.DAT' field; and 'User Command' with a 'Command' dropdown menu. Below these sections is a 'Status' section with 'Run: Idle' and a 'Progress:' bar at 0%. At the bottom, there is an 'Output' section with tabs for 'Output', 'Snapshot', 'History', and 'Errors', and a large empty text area for the output.

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



INT...



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}



INT...



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;



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

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



INT.....DN



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)**



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



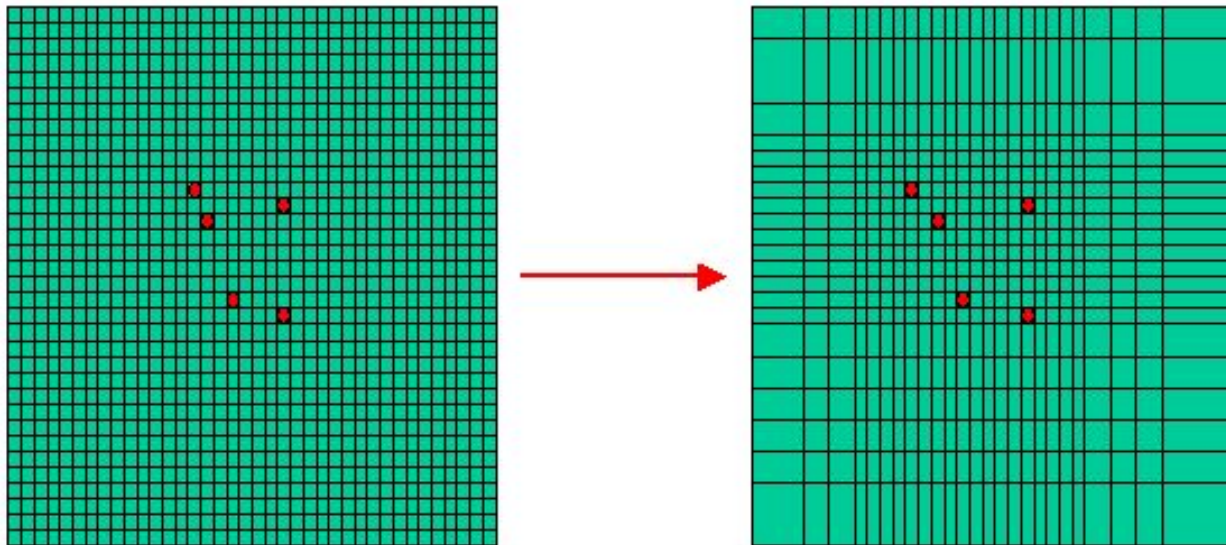
PRODUCTION & PROCESS

Секция INPUT

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 /
```



INT.....DN



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



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



INT.....DN



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



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



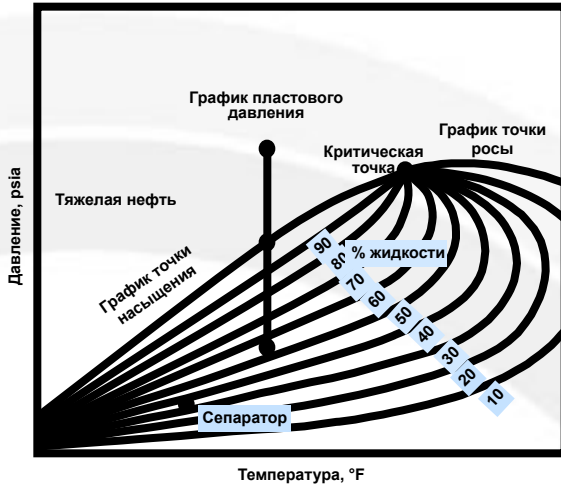
**Молекулы с меньшей
молекулярной массой**



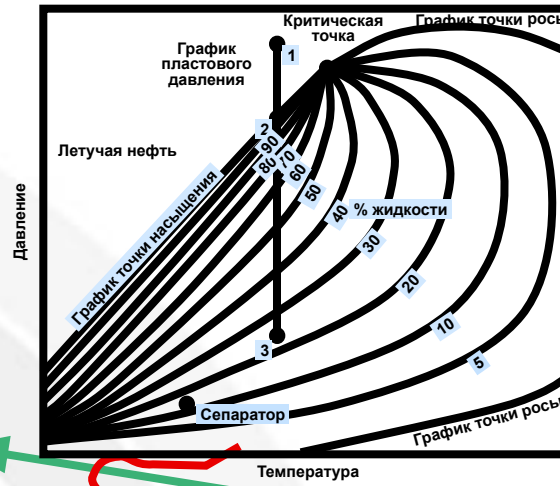
**Молекулы с большей
молекулярной массой**



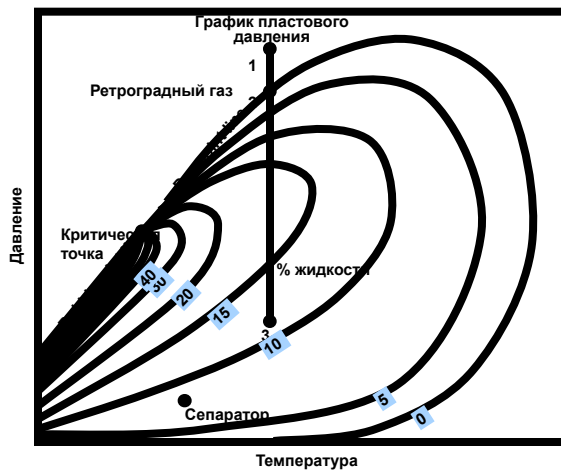
Нелетучая нефть



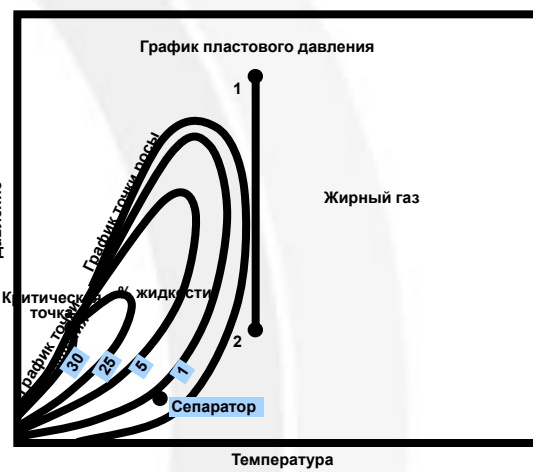
Летучая нефть



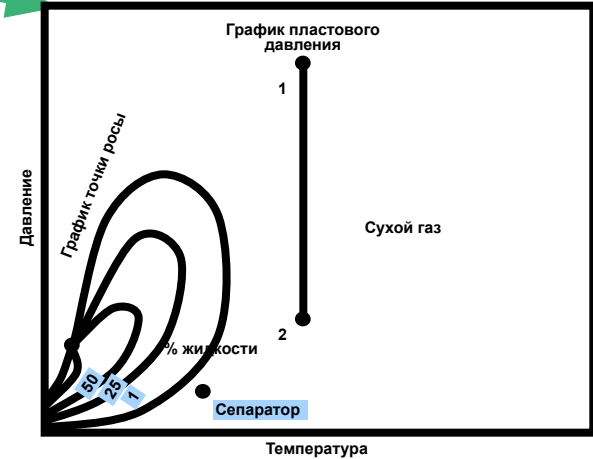
Пять пластовых флюидов



Ретроградный газ



Жирный газ



Сухой газ



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Идентификация месторождений

	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Ретроградный 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 окрашенный	Бесцветный	Жидкости нет

* для технологических целей



INTRODUCTION



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 ³ меняется	He ³ 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
- Летучая нефть
- Нелетучая нефть

околокритическое состояние

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



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 $V_{нд}$

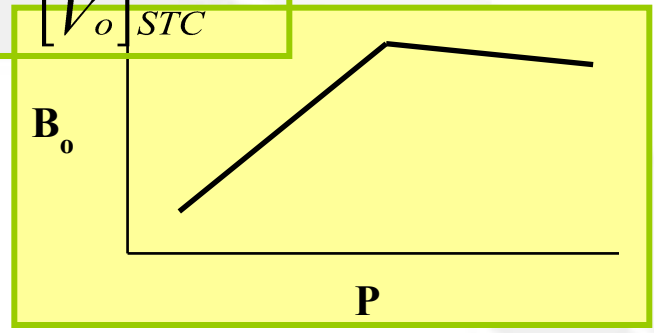
Физический смысл объемного коэффициента: он показывает, во сколько раз объем товарной (дегазированной) нефти меньше объема, занимаемого пластовой нефтью.

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

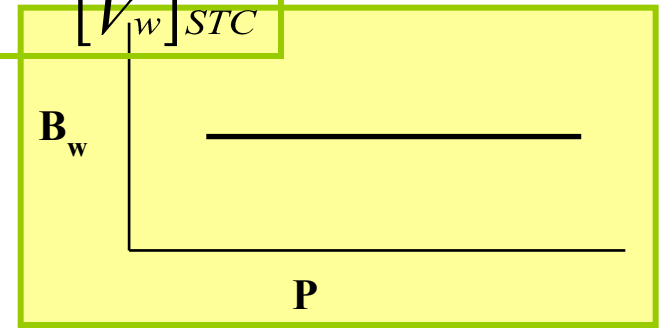




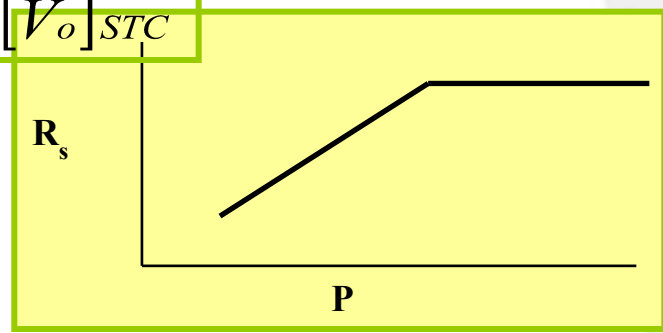
$$B_o = \frac{[V_o + V_{dg}]_{RC}}{[V_o]_{STC}}$$



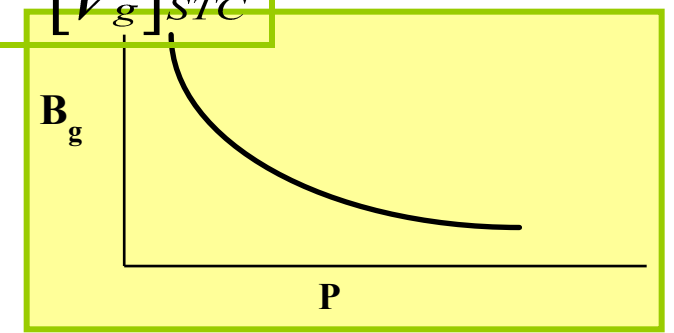
$$B_w = \frac{[V_w]_{RC}}{[V_w]_{STC}}$$



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



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



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).



PVT свойства флюидов

OPVT

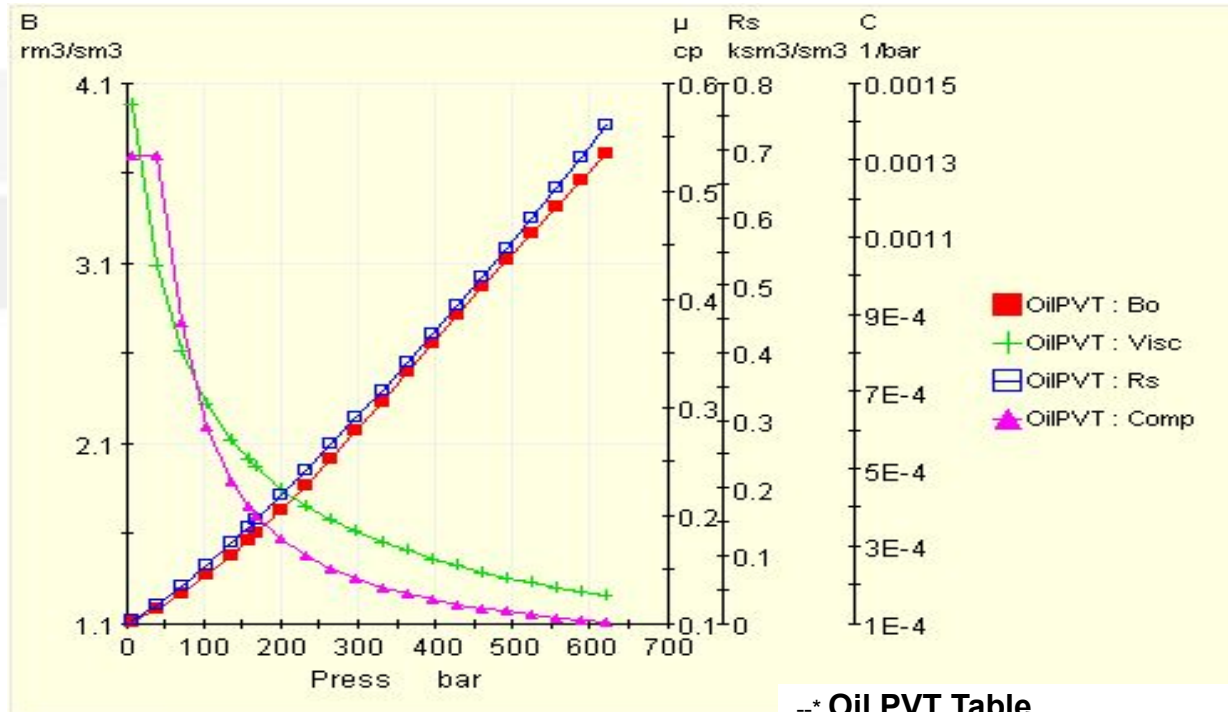
- ❖ давление насыщения 4 газосодержание $10^3 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- ❖ объемный коэффициент 4 сжимаемость
- ❖ вязкость нефти 4 градиент вязкости

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

GPVT

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





--* 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	/

/



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Задание свойств недонасыщенной нефти

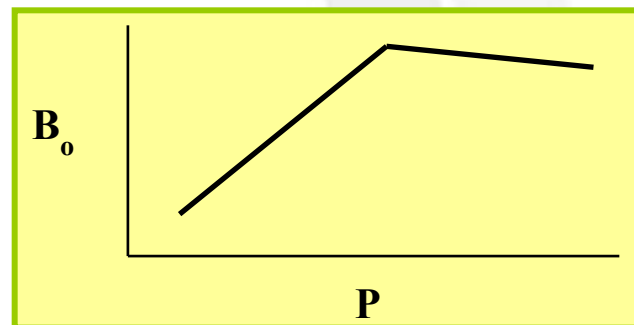
Давление насыщения пластовой нефти газом P_n - это давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти появляются первые признаки свободного газа

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



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

P - Давление

KM - Множители проницаемости, зависящие от давления.

PVM - Множители порового объёма, зависящие от давления

IRRV - Делает изменения проницаемости необратимыми

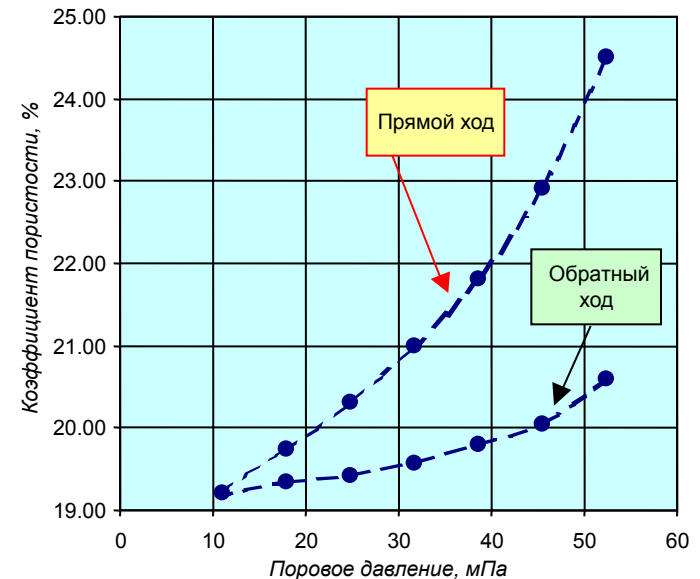
Можно ввести до 10 таблиц и до 50 строк в каждой таблице.

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

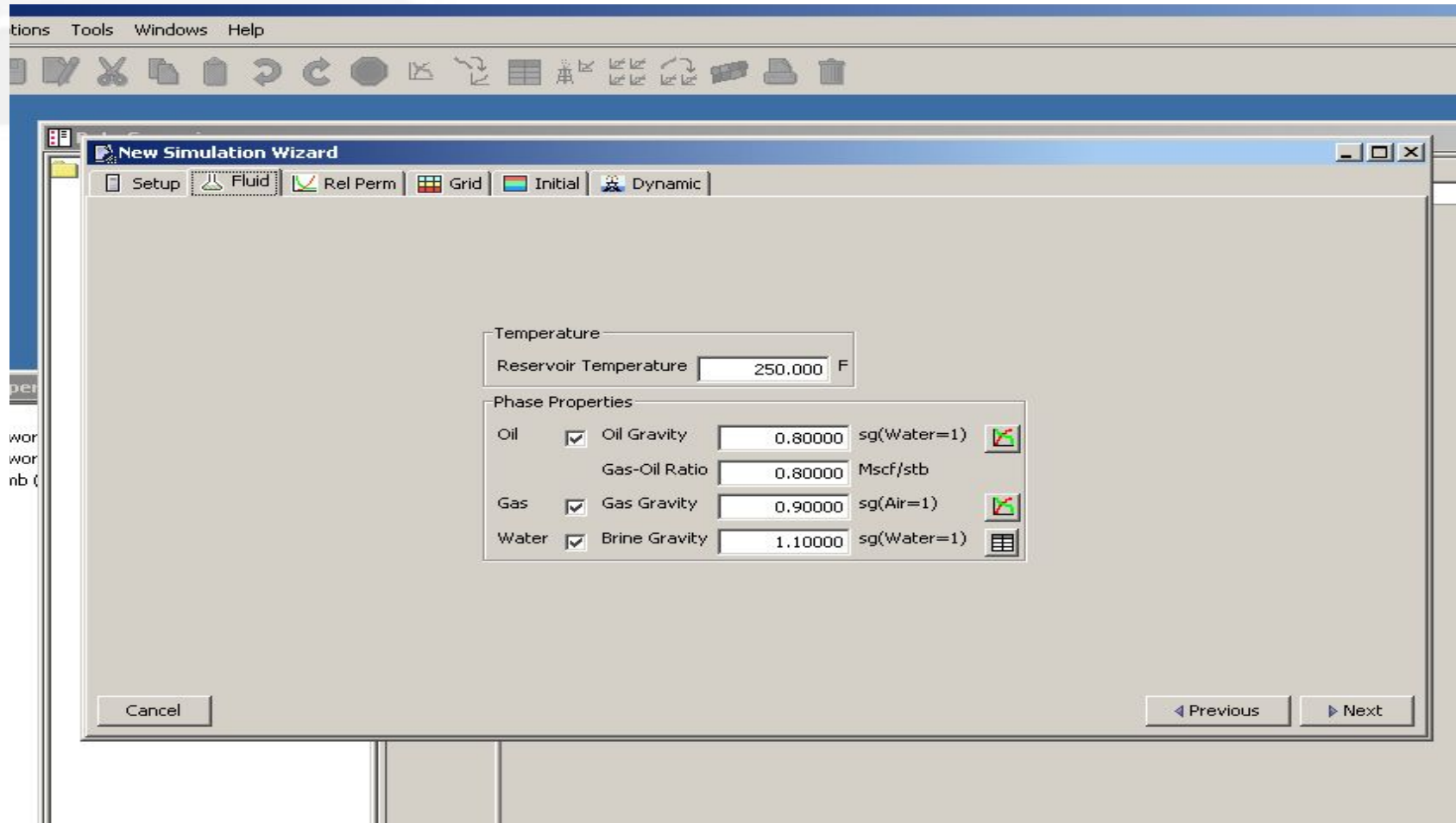
Задание регионов:

КРТА в секции GRID

Porosity vs Pore Pressure



Использование корреляций PVT-свойств флюидов



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/

/



Упражнение 1

С помощью New Simulation Wizard создать новую модель.



INTRODUCTION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



SIMULATION

Упражнение 2

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



INTRODUCTION



SIMULATION



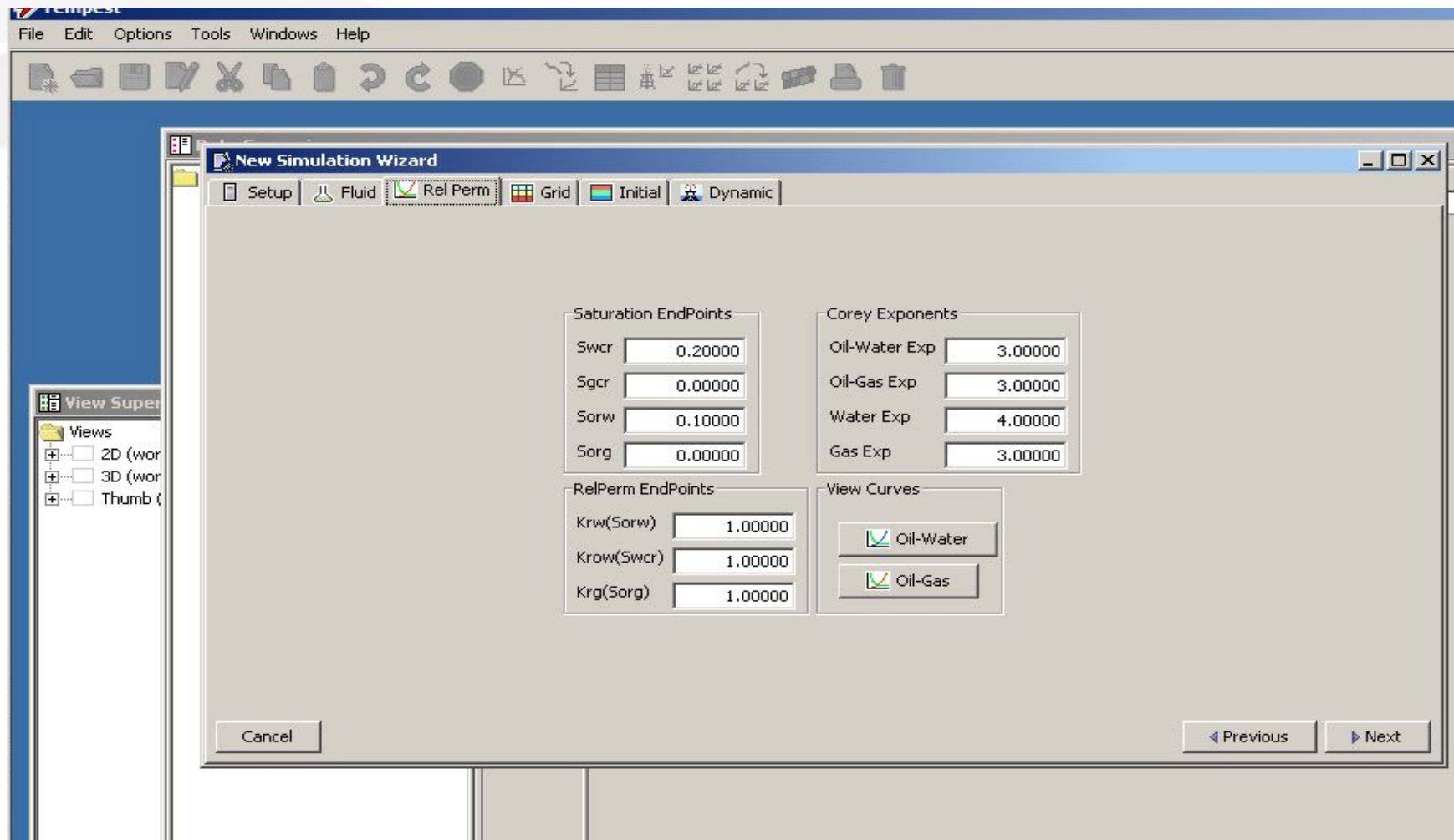
WELL & COMPLETION



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 .



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 .



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 /
	/		



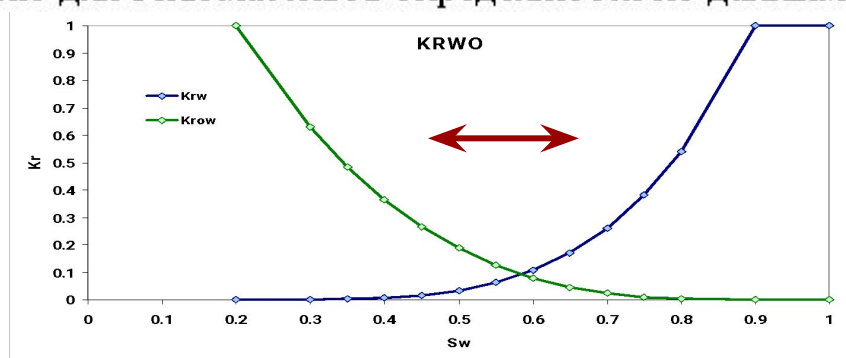
Масштабирование таблиц относительных фазовых проницаемостей

Массивы задаются в секции GRID

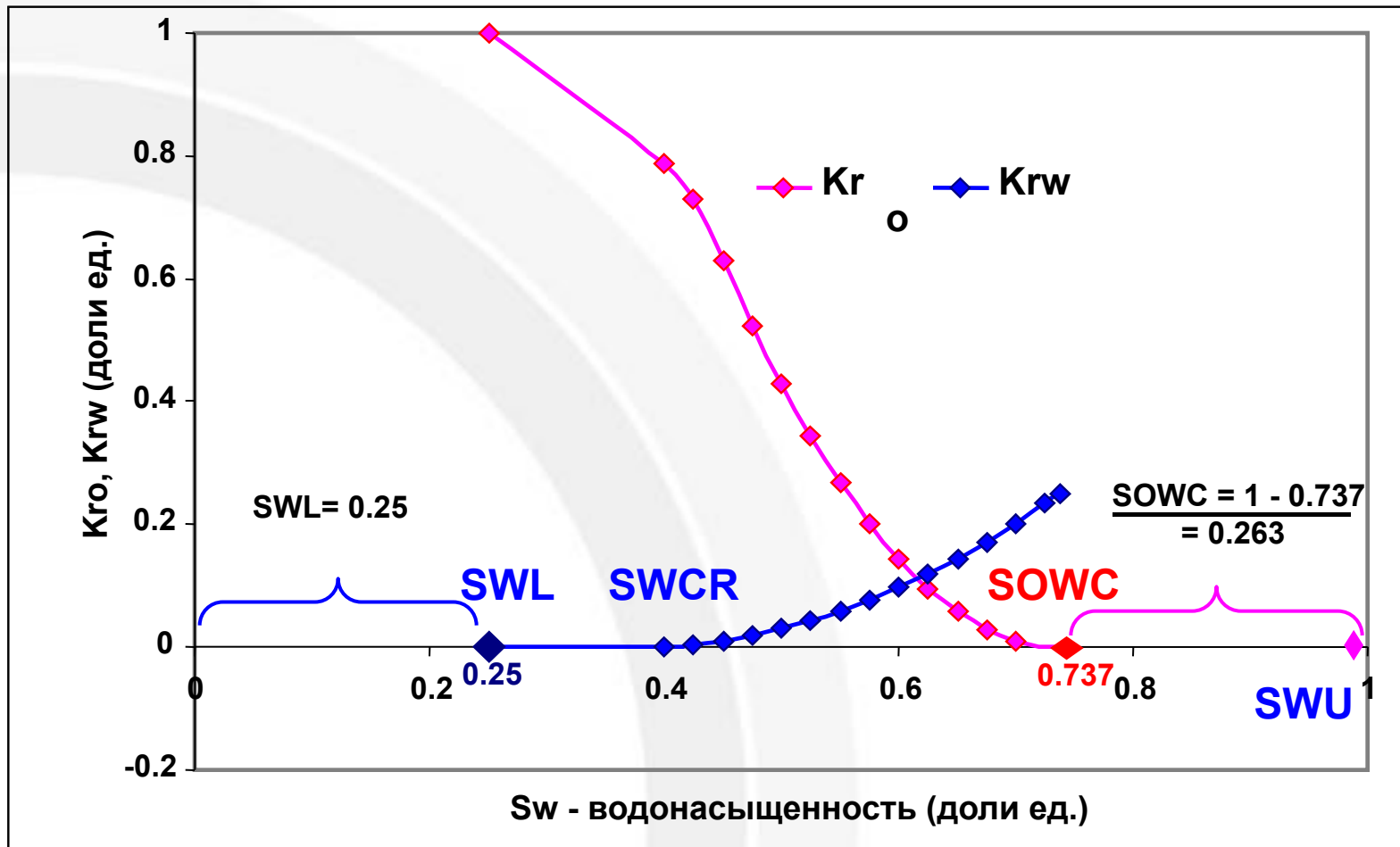
Для масштабирования конечных точек фазовых проницаемостей (end point scaling).

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

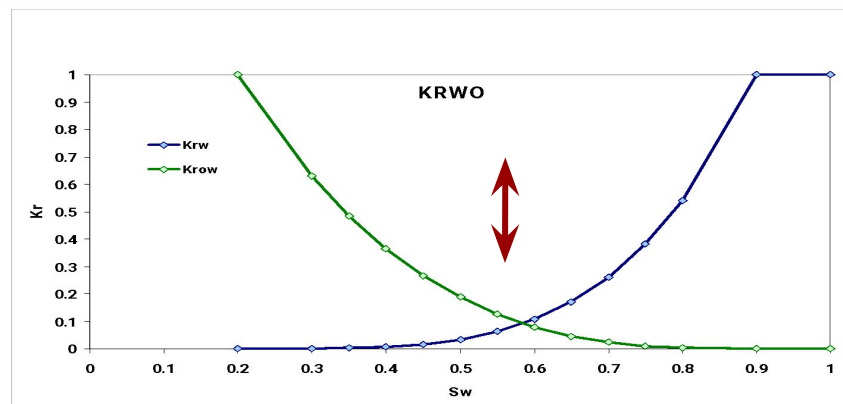


Масштабирование таблиц относительных фазовых проницаемостей

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



INT.....DN



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



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 **KRD_X**, **KRD_Y** и **KRD_Z** 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 **KRD_X**, **KRD_Y** и **KRD_Z**.

Таблицы с номерами ОФП для отрицательного направления потока определяются ключевыми словами **KRM_X**, **KRM_Y** и **KRM_Z**.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Упражнение 3.

Задать в секции RELA относительные фазовые проницаемости KRWO.



INTRODUCTION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



SIMULATION

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**)



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

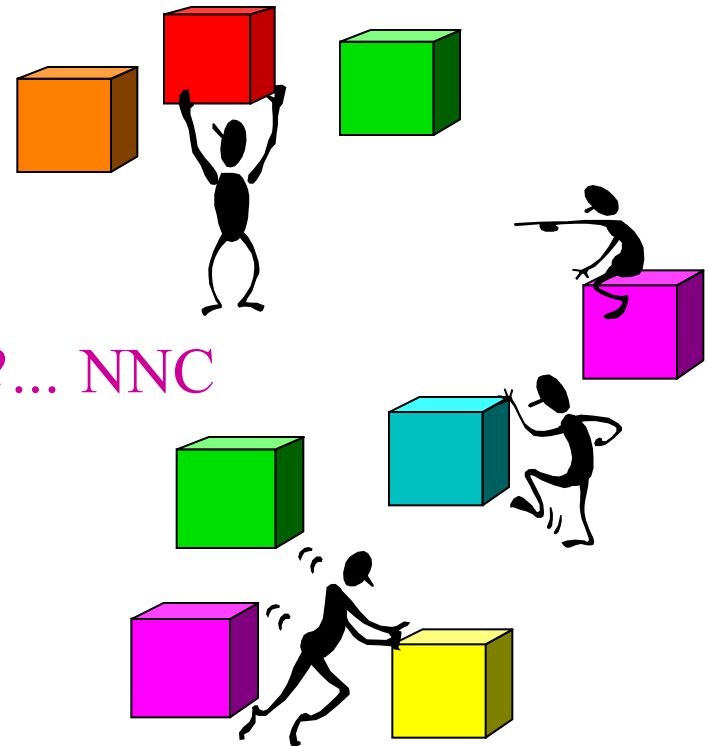
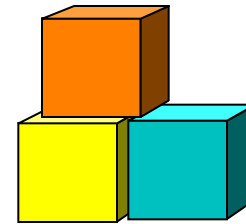
DATU *2789 meters*

- Определение опции печати

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

- Определение области печати

ZONE *i1 i2 j1 j2 k1 k2*



INT.....DN



SIMULATION



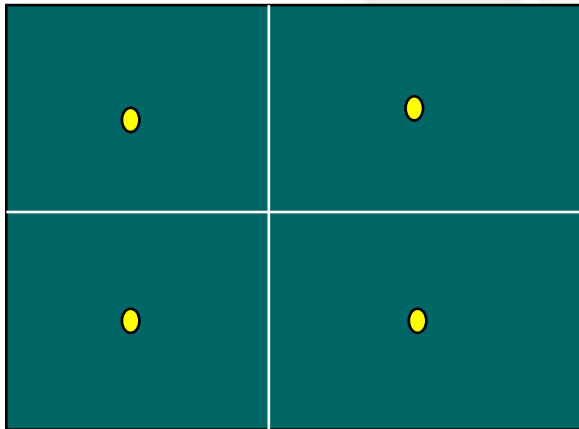
WELL & COMPLETION



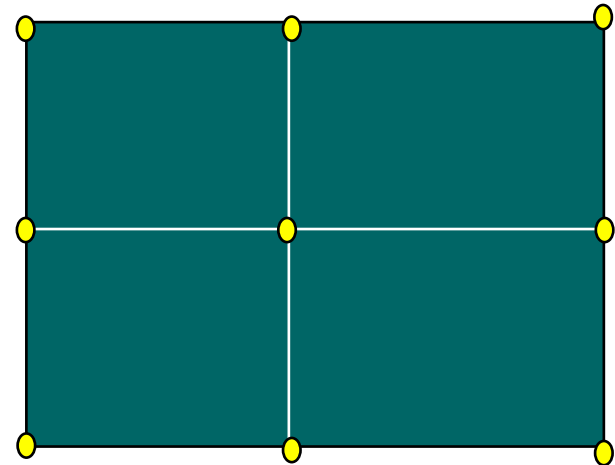
PRODUCTION & PROCESS

В секции GRID: VERT BLOC HORI BLOC

MORE переписывает все кубы в формате BLOC



Block



Point



Пример задания сетки

/=====

GRID DATA

/=====

PRINT MAP

SIZE 70 222 19 CART

HORI BLOCK

VERT BLOCK

DATUM 2370. /

OPEN INPUT

'GRID\grid.grd'

SWITCH



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION

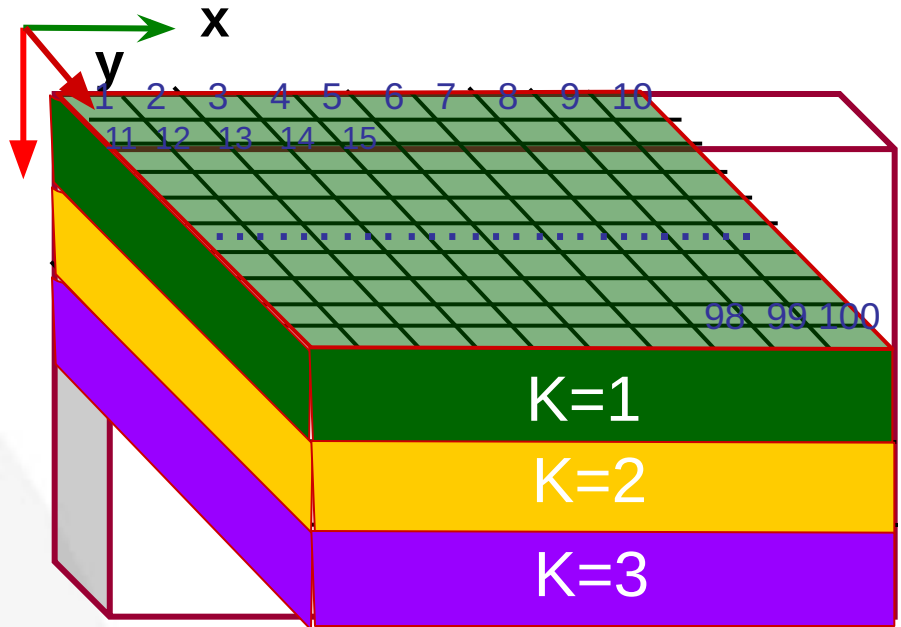


PRODUCTION & PROCESS

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.



Пример задания сетки

- Размер блоков - в направлениях

Y и X

X-DI и **Y-DI**

{CONS VARI LOGA}

<data>

- Задание глубины и толщины пластов

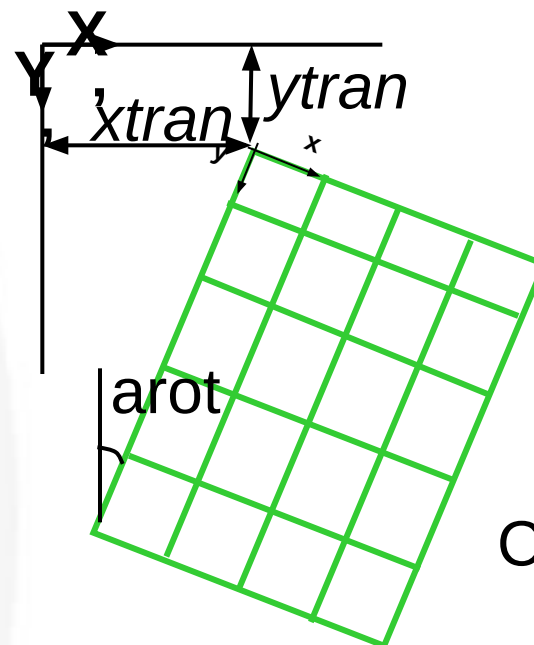
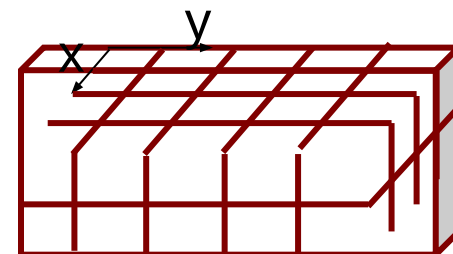
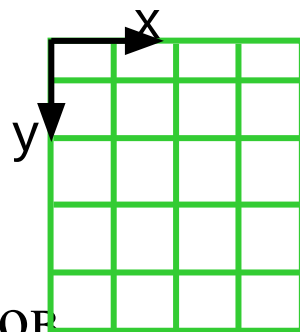
DEPT, THIC

- Вращение и перемещение сетки

ROTA *xtran ytran arot*

- Определение z-положения

Z-DI



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 песчанности;

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 песчанности ($PHIN=NTOG*PORO*ACTN$), 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;



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

CROC - сжимаемость породы, 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:

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

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

TTNI - общая толщина, м;

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



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 /
```



KEYWORD OPTION

SUBKEYWORD

Данные для 1 слоя

Данные для 2 слоя

Данные для 3 слоя

/

← По умолчанию VARI

← 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 /



- **Заданы только K_X и PORO.**

по умолчанию существуют зависимости между массивами, например

$$KYKX=K_Y/K_X=1 \quad KZKX=K_Z/K_X=1$$

Определяемые пользователем массивы

DEFINE имя массива {ТИП массива}

‘Описание массива’

FLIP - как массив пластовых запасов.

- **Математические выражения обработки Сетки**

Для слоев: array (I1:I2) = выражение

Арифметические функции могут использоваться для всего массива

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



•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)



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 **TRIPlets**
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 /



- **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 /



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

```
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 /
```



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Работа с массивами

```
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
```



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Возможные ограничения

Минимальная мощность ячейки

MINDZ

Условие создание выклинивания

PINC {ON OFF}

hmin /

Минимально допустимый поровый объём

MINP {VALU} {MORE} {ECLI}

pvmin /



INT...



SIMULATION



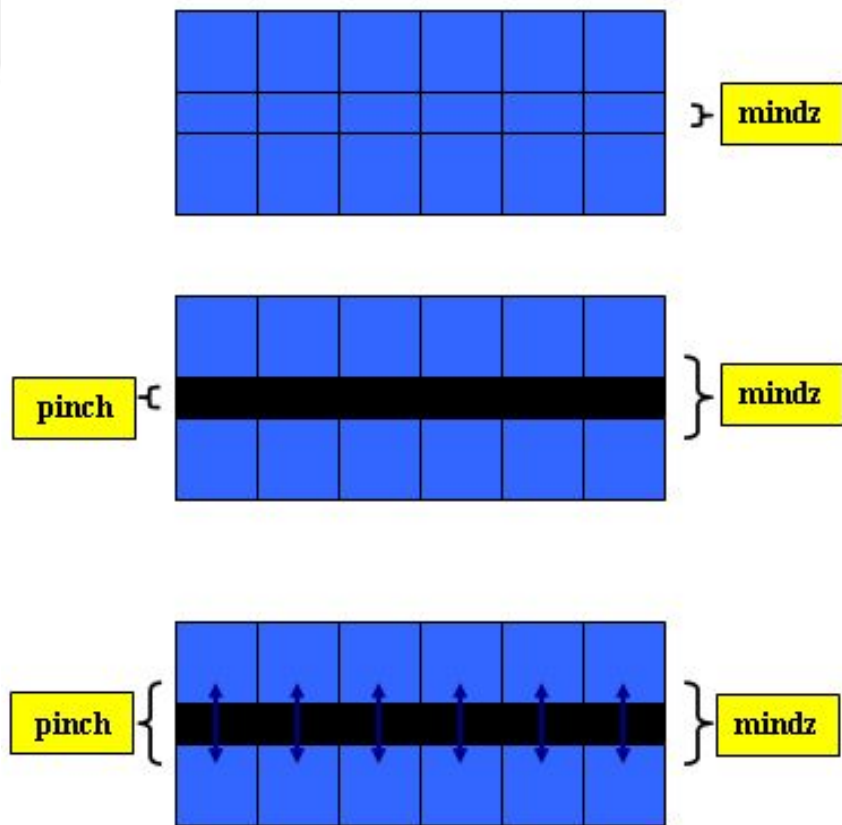
WELL & COMPLETION



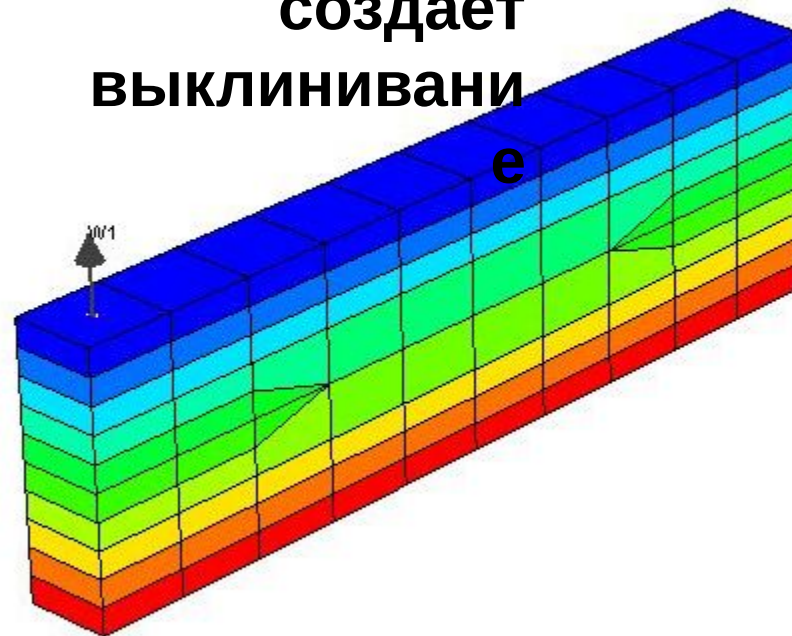
PRODUCTION & PROCESS

Создание выклинивания

MINDz, MINPv – ограничения по мощности и поровому объему



PINC –
создает
ВЫКЛИНИВАНИЕ



PNSW – блокирует
ВЫКЛИНИВАНИЕ
(MORE 6.3)



INT...



SIMULATION

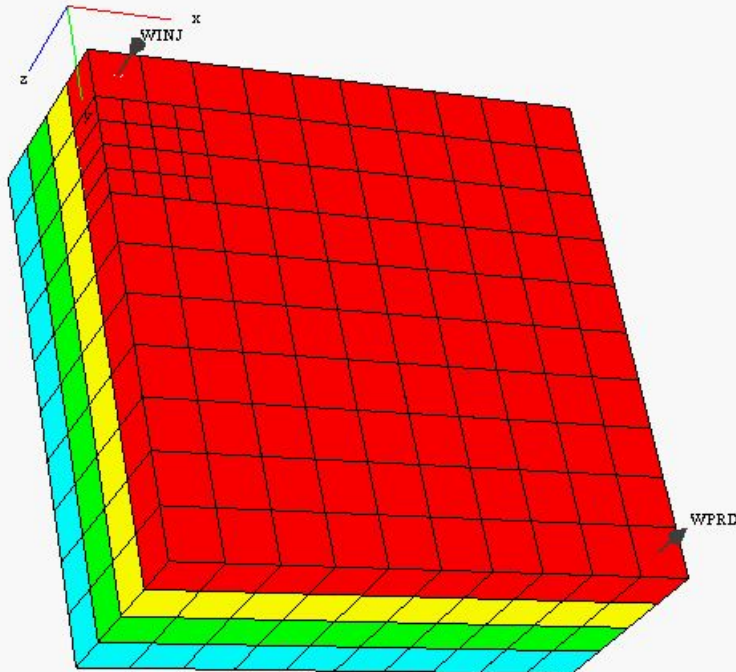


WELL & COMPLETION



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.



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Несоседние соединения блоков

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



INT...



SIMULATION

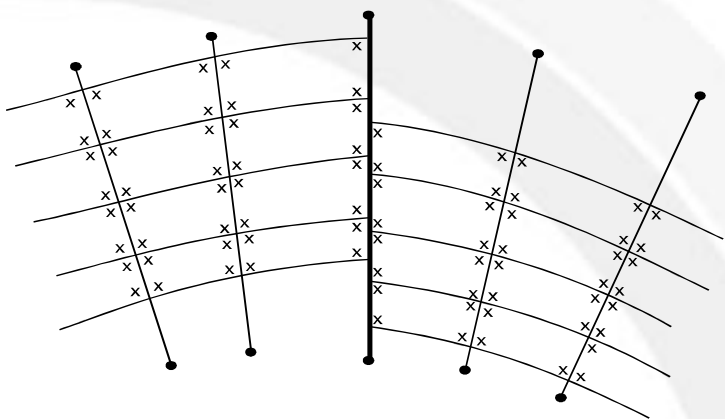


WELL & COMPLETION

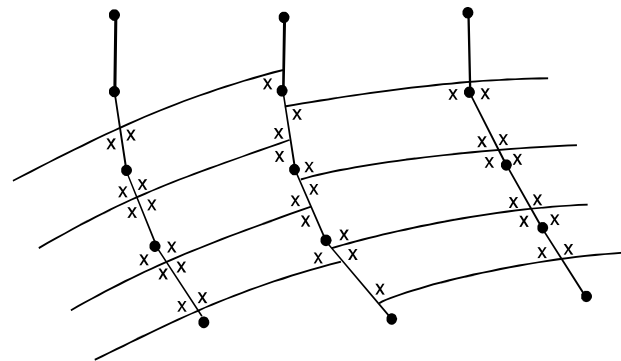


PRODUCTION & PROCESS

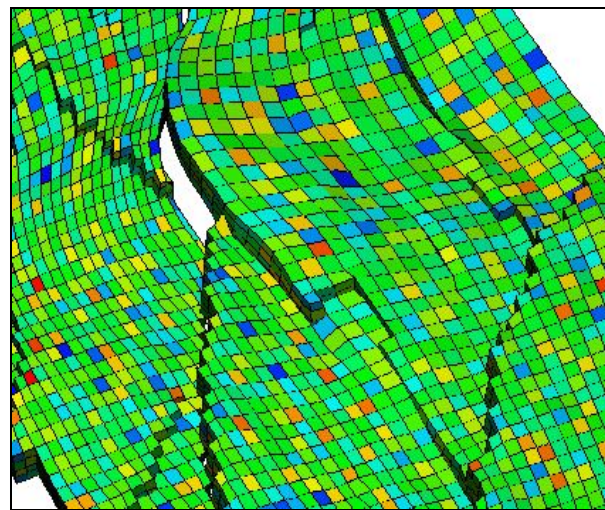
Задание разломов (вертикальные, наклонные)



Прямые разломы



Искривленные разломы

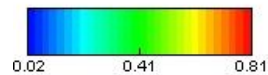
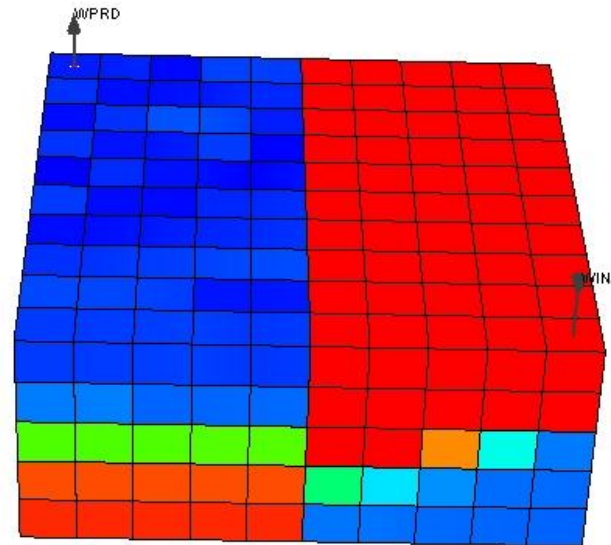


Задание разлома

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 814



INT...DN



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*



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Упражнение 4

В рабочем файле задать все необходимые данные секции GRID



INTRODUCTION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



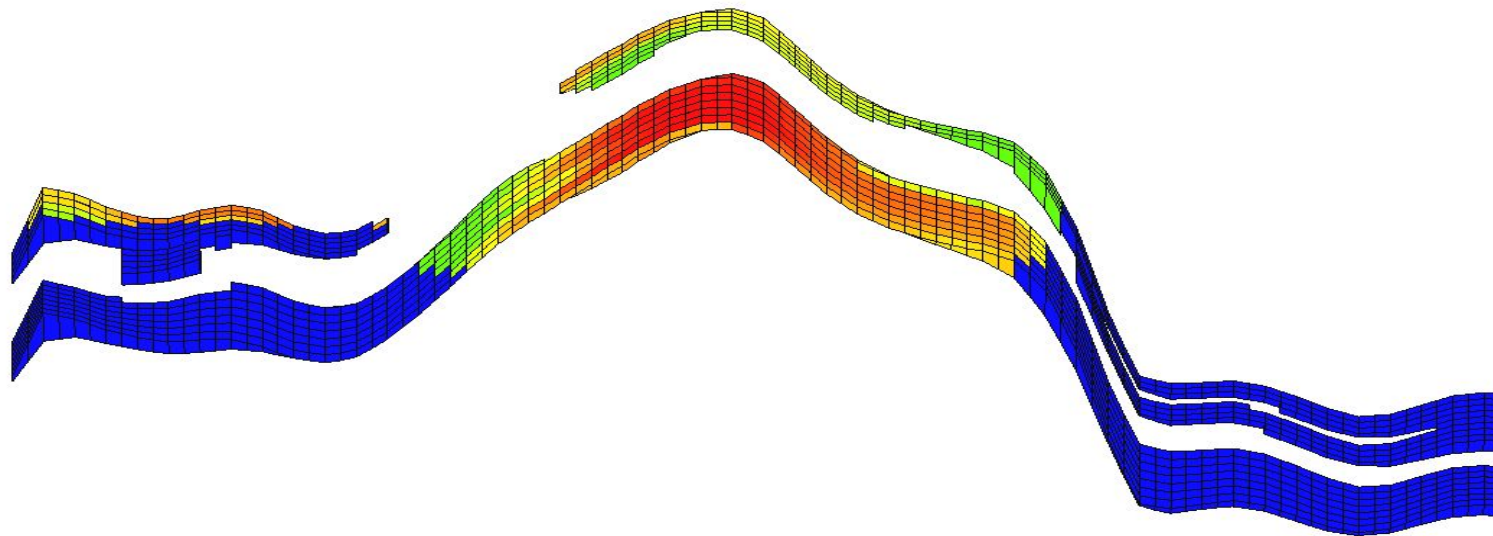
SIMULATION

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

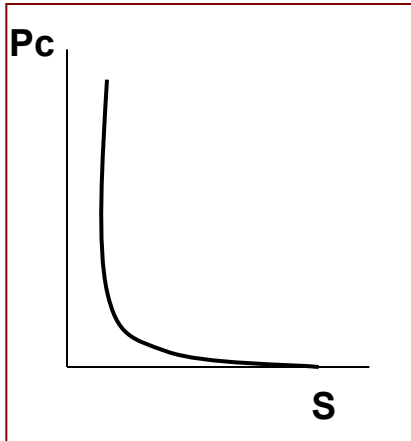
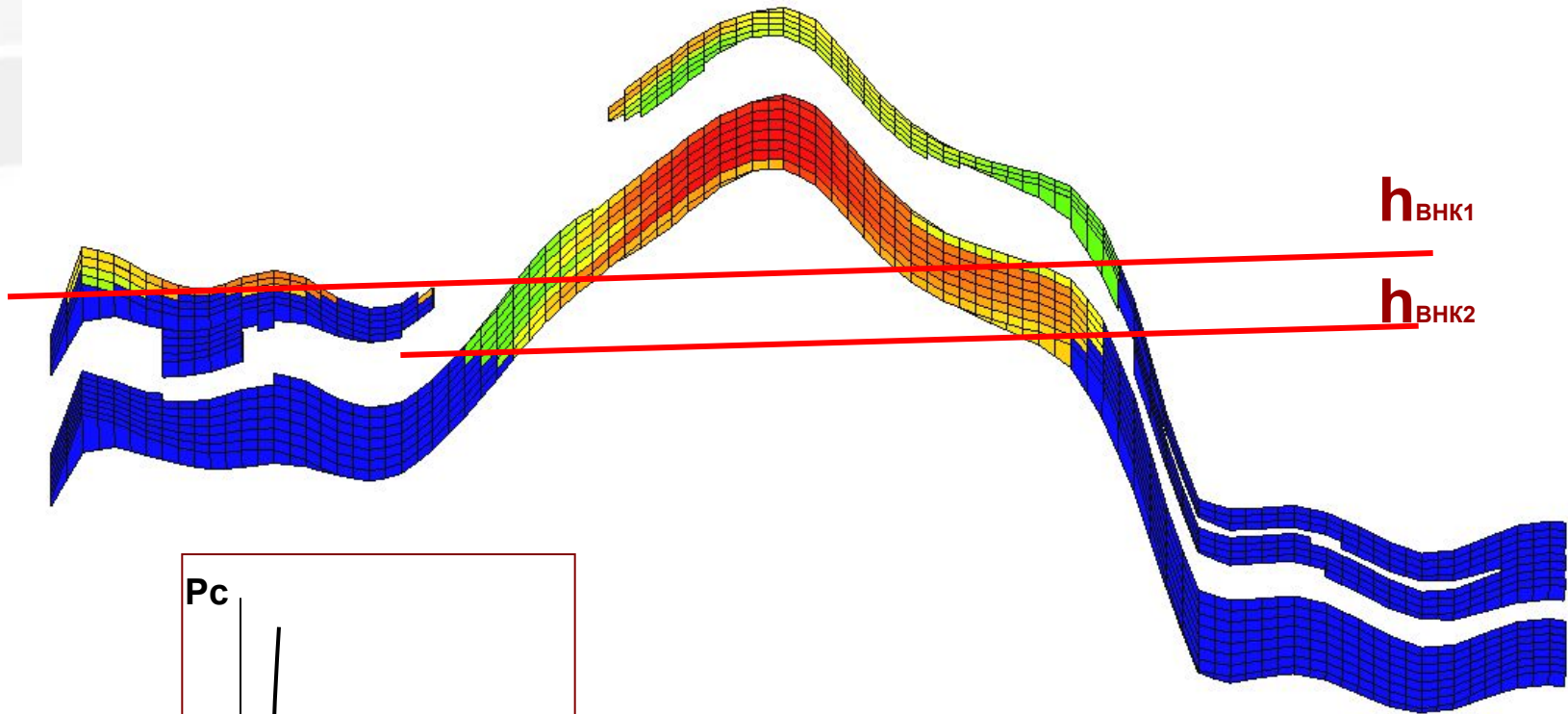


WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Начальное равновесное состояние



INTRODUCTION



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 /



INT.....DN



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

$$XPC=LEVJ * SQRT(PORO/K_X)$$



• 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



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_{cog} считаются только для ячеек ниже газонефтяного контакта, заданного с помощью EQUI.

Сдвиги P_{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

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

Подсоединение водонапорного горизонта

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

```
AQST 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 /*



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Секция INITIALIZATION

```

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

```



Секция INITIALIZATION

```
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



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Скважины

Данные по работе скважин

История
разработки

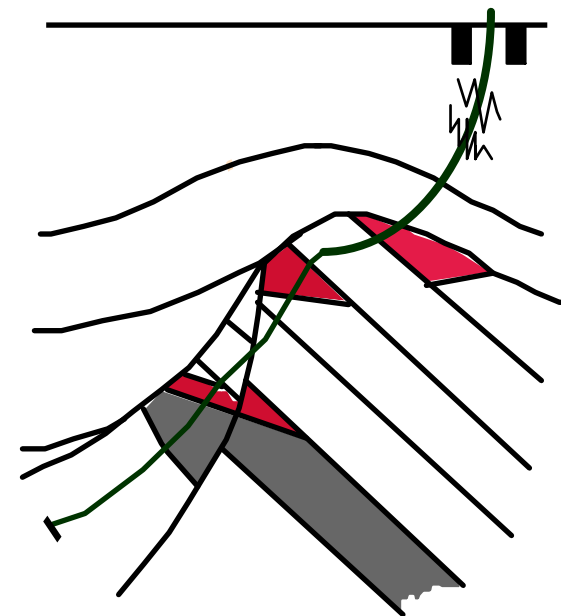
Координаты / траектории скважин

Данные по истории разработки

Координаты / траектории скважин

Режимы работы скважин

Экономические ограничения по работе скважин



Прогноз



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

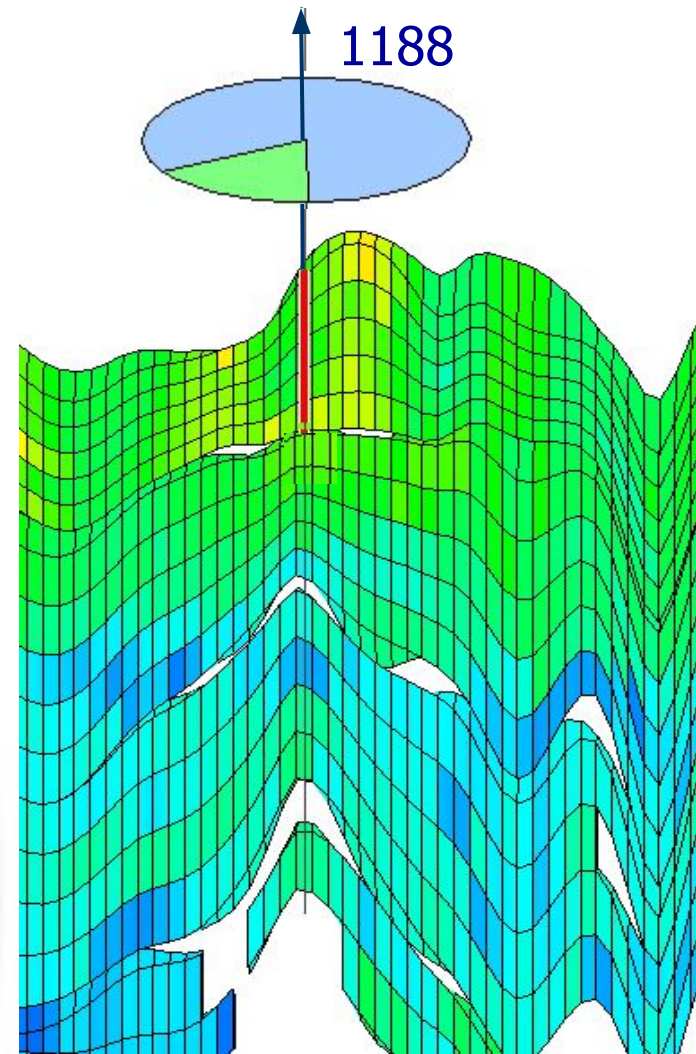


PRODUCTION & PROCESS

Информация о скважине



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



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Расчет давлений в скважинах

Bottom Hole Pressure (wbhp)

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 (wbp)

Neighboring block pressure (wbpn)

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.



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 r_o . r_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 r_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 r_o . Но так же возможно получить давление, на каком либо другом заданном радиусе r_{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 $r=r_1$ и $r=r_2$, 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 r_{ex} .

- Радиус r_{ex} задаётся как третий аргумент в подключаемом слове **RADI**. По умолчанию значение r_{ex} равняется r_o . В итоге получаем, что давление P_{ex} на заданном радиусе r_{ex} получается с использованием кривой притока, экстраполированной к радиусу r_{ex} , заданному пользователем. Значение r_{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_{xu} не существует (край сетки или неактивная ячейка), то давление в ней заменяется на P_c .



INTRODUCTION



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

PHH может быть использован в качестве второго имени для PV

Draw down Pressure = P(re) - BHP



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Типы скважин (верт, накл, гориз)

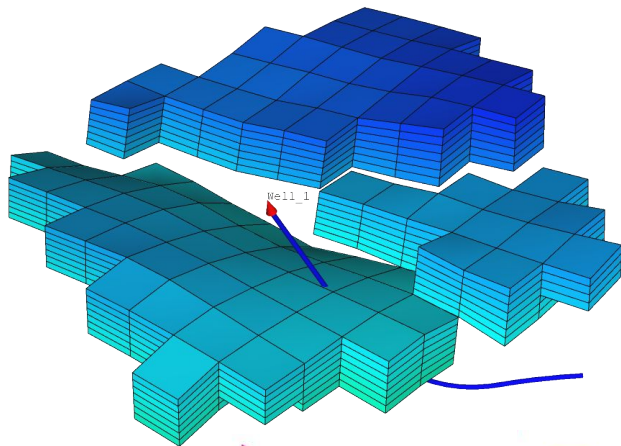
Типы скважин



Способы описания траекторий скважин в Tempest-MORE

Только для вертикальных скважин:

LOCA – координаты скважины
ZONE – перфорация



Для любых типов скважин:

Географические координаты

TFIL (ТТАВ) – траектория скважины
COMP – перфорация
Events – события

По блокам сетки

СИЖК – траектория + перфорация



INT...



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)



INT.....DN



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 /



INT.....DN



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.....DN



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

COMPlete – перфорация скважины

Несколько интервалов перфорации,
многозбойные скв. (через TFIL)

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.



INT...



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 .

λ_{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.



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Расчет сообщаемости скважина-пласт

$$WI_1 = \frac{\theta k_1 h_1 f_1}{\ln(r_{ol} / r_w) + S_1}$$

где

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

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

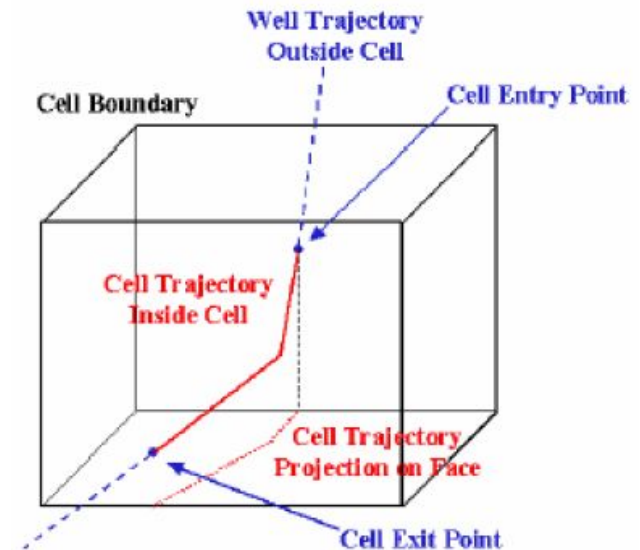
h_1 - мощность интервала перфорации в блоке l .

f_1 - множитель для перфорации в блоке l .

r_{ol} - эквивалентный радиус блока l .

r_w - радиус скважины.

S_1 - 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



EFIL (ETAB)

'wells_event.txt' /

EFILE

'wells.event' /

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

ETAB

502 01/01/2000 **PROD**

502 01/01/2000 **OPT** 1600 -- Задает дебит нефти
равный 1600 sm³/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 объем
добычи газа для группы в 500 ksm³/сухого газа

ENDE



INT.....DN



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.

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	
/					

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.

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				

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



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

История разработки

Контроль по фактическим данным в виде событий

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



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.



INT...



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 Задает показатель по добыче нефти

GPT Задает показатель по добыче газа

WPT Задает показатель по добыче воды

LPT Задает показатель по добыче жидкости

VPT Задает 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



INT...



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



INT...



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



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 /



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Периодичность проверки включения скважин

TEST *twinc* {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



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.



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



INT...



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 (Kr/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.



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



INT.....DN



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



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION

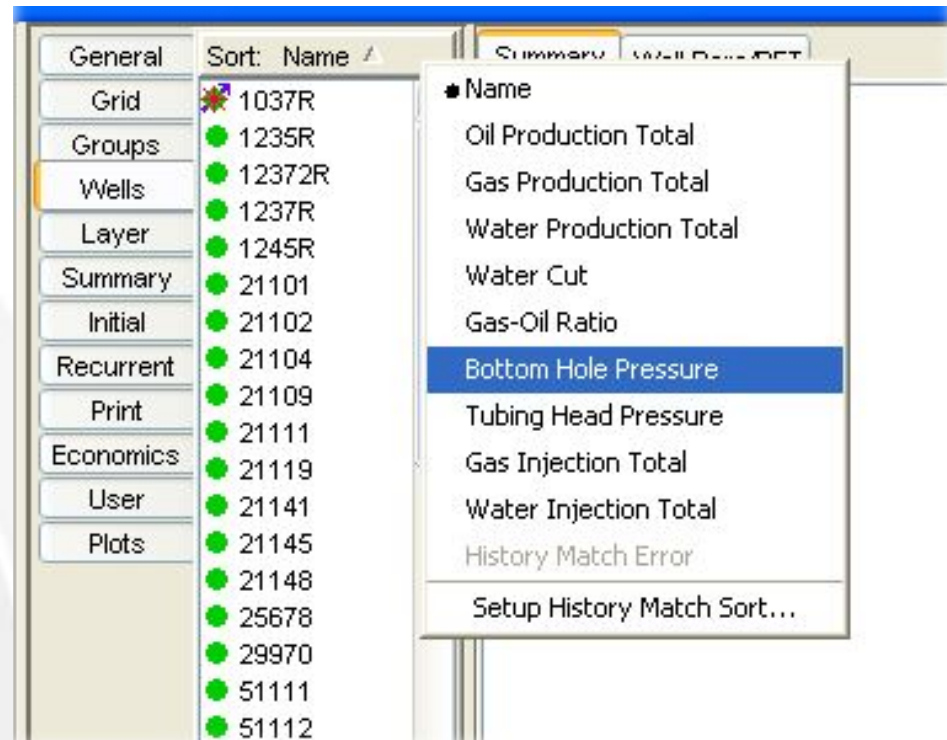


PRODUCTION & PROCESS

Адаптация модели по истории разработки

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

- именам
- наколенной 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



INT...



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)



INTRODUCTION



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

```



INT.....DN



SIMULATION



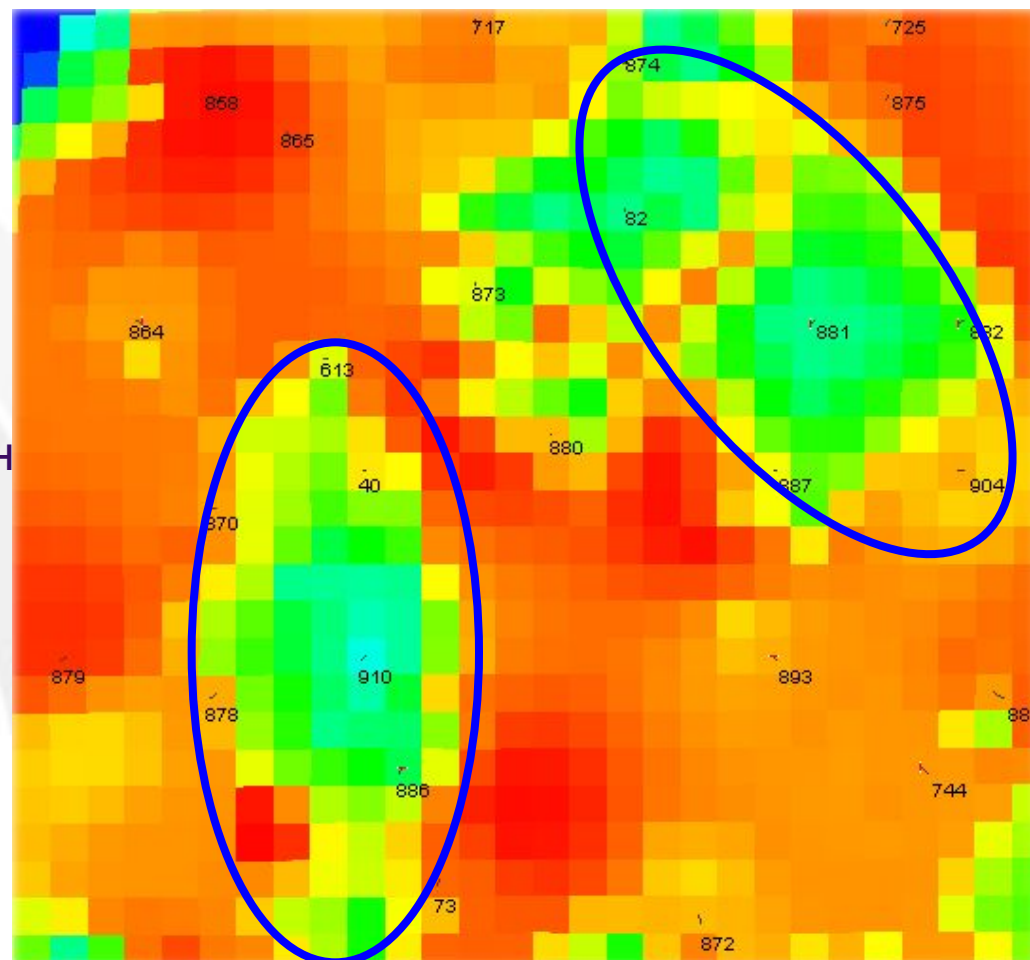
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & 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



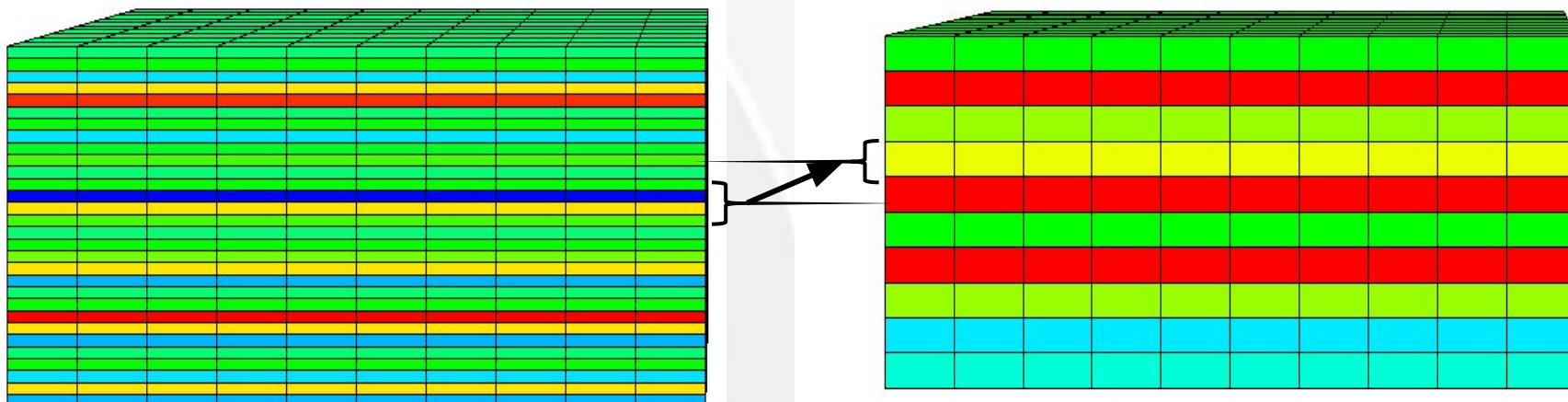
PRODUCTION & PROCESS

Адаптация модели по истории разработки

- Пример случая, когда изменение межблоковой сообщаемости обосновано особенностями проведения апскеллинга

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

PERMZ



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION

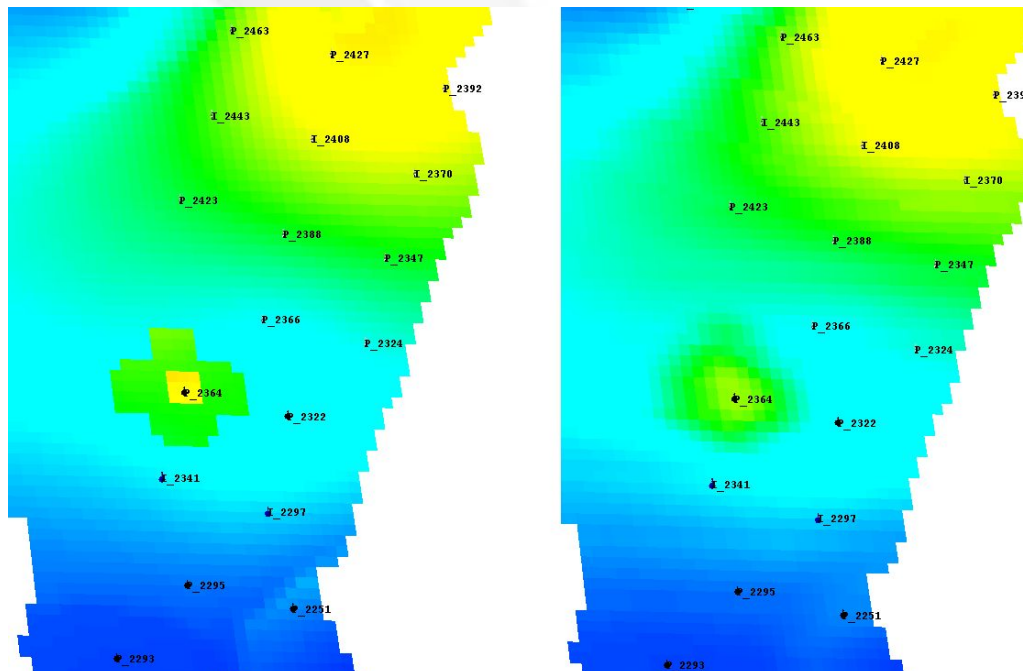


PRODUCTION & PROCESS

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.



INT.....DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION

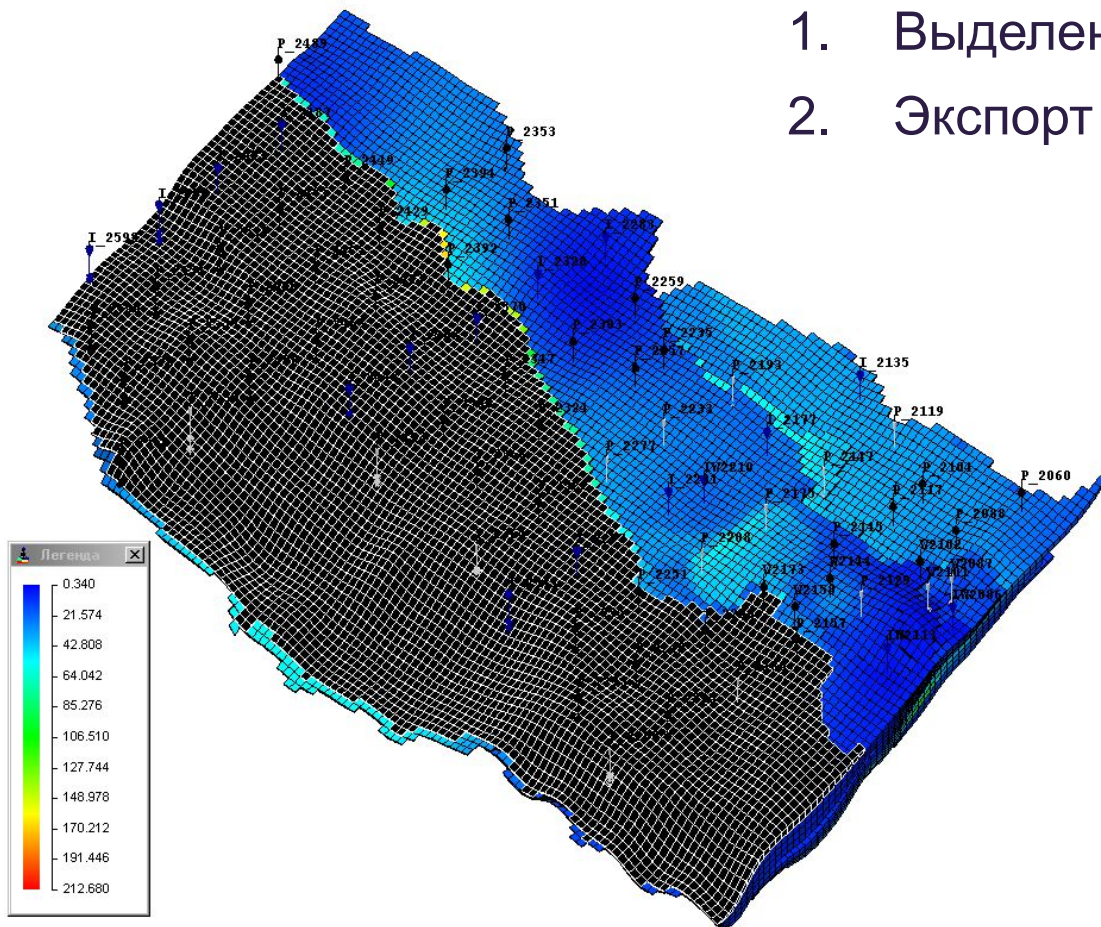


PRODUCTION & PROCESS

Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII

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



Погасить выделенное	Ctrl+Z
Погасить НЕвыделенное	Ctrl+X
Отменить выделение	Ctrl+D
Инvertировать выделение	
Свойства	
Экспорт в VEGO-MAP	
Сохранить регион	



INT.....DN



SIMULATION



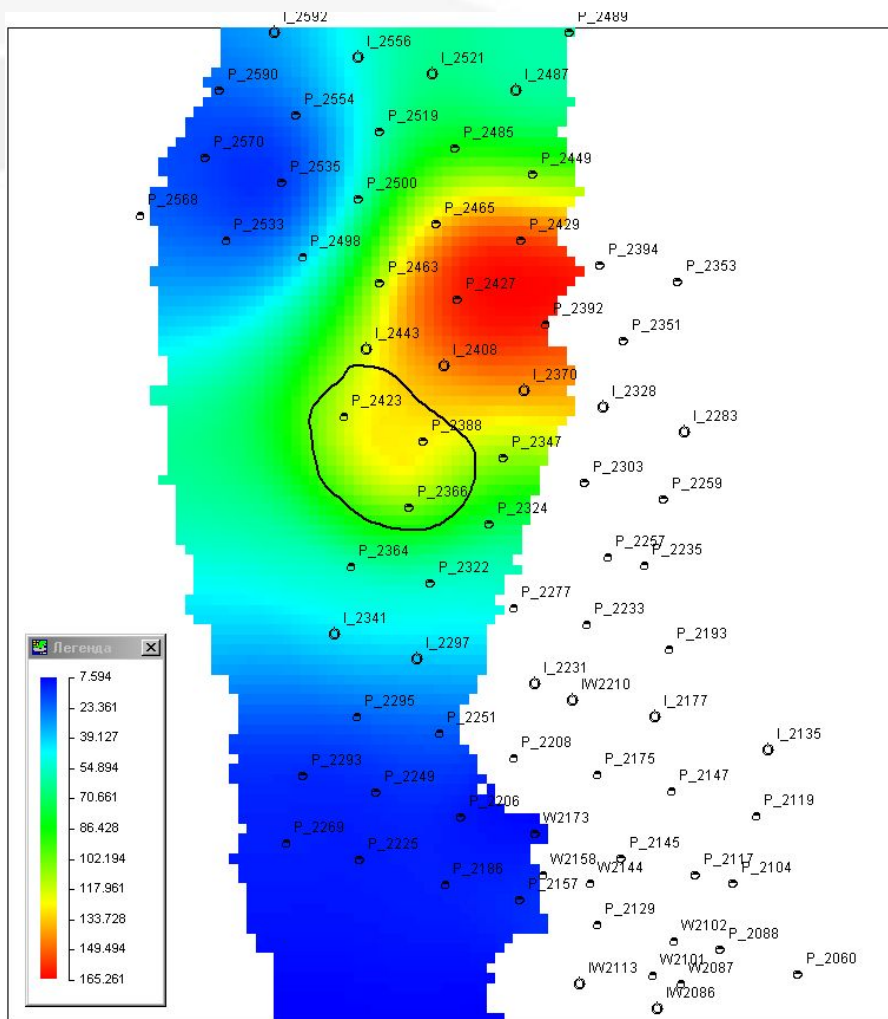
WELL & COMPLETION



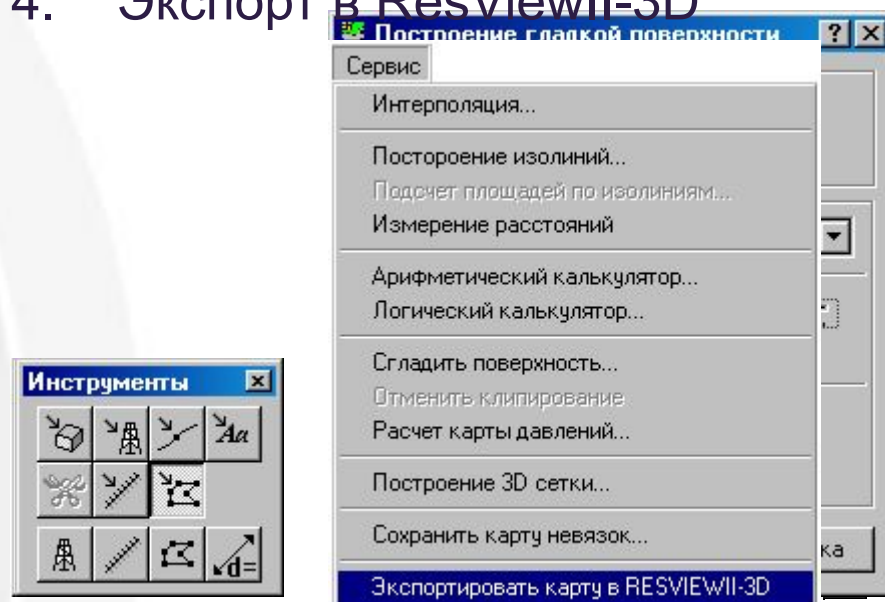
PRODUCTION & PROCESS

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...DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

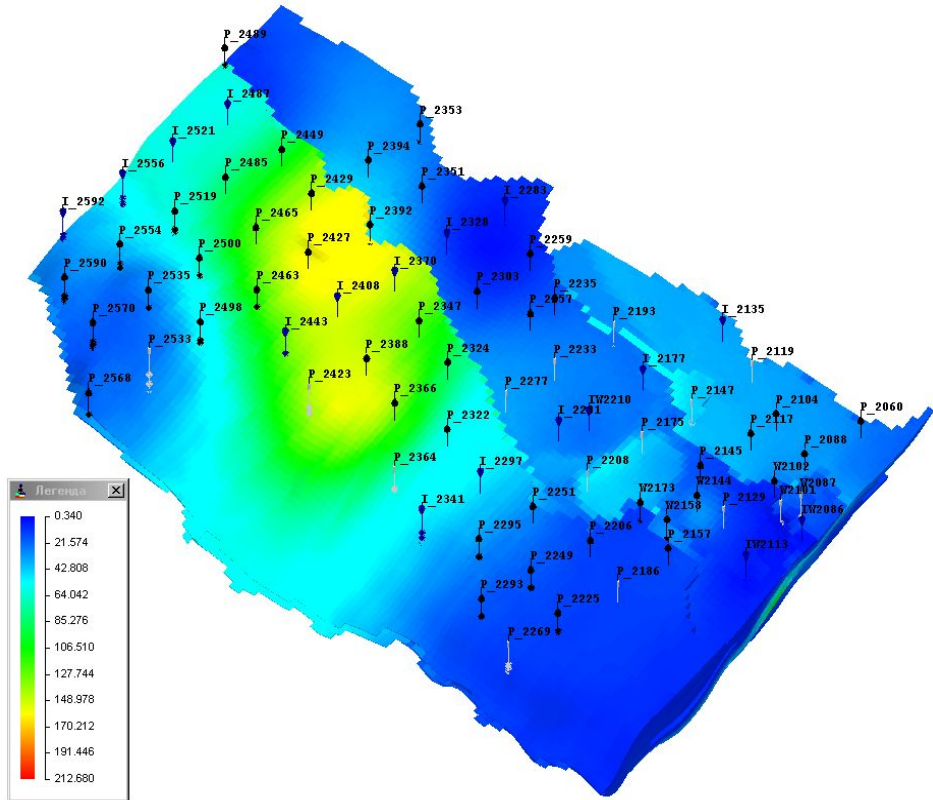
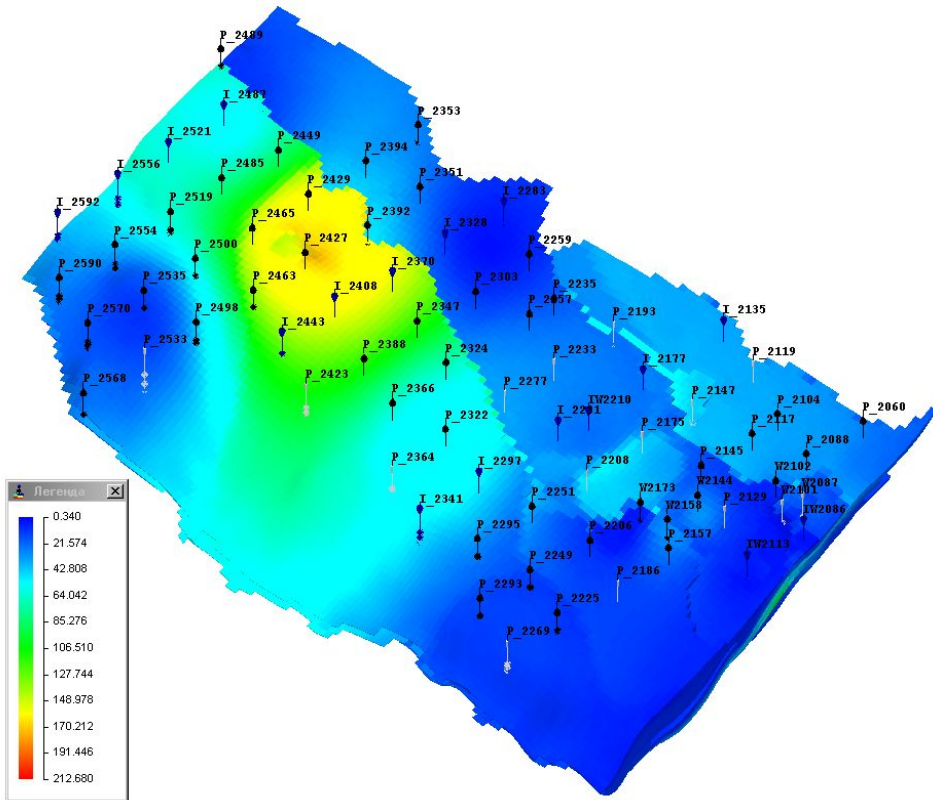


Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII

Исходное поле проницаемости

Модифицированное поле проницаемости



INT...DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION

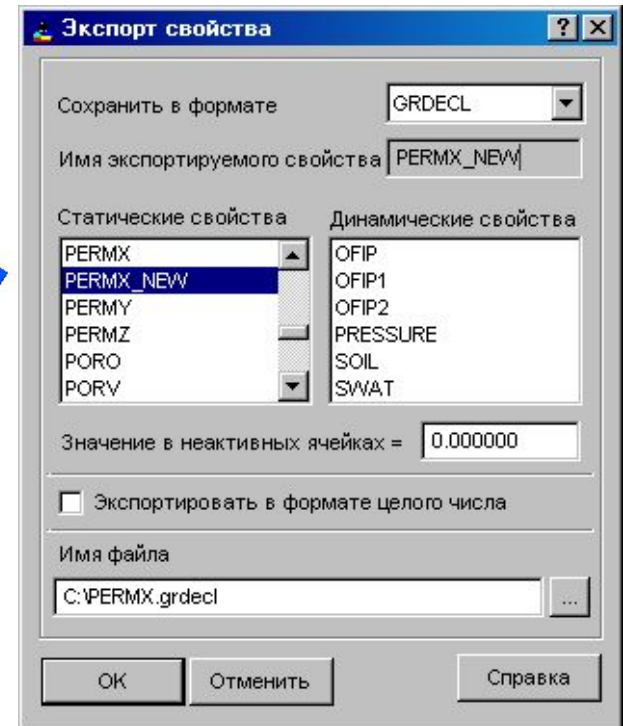
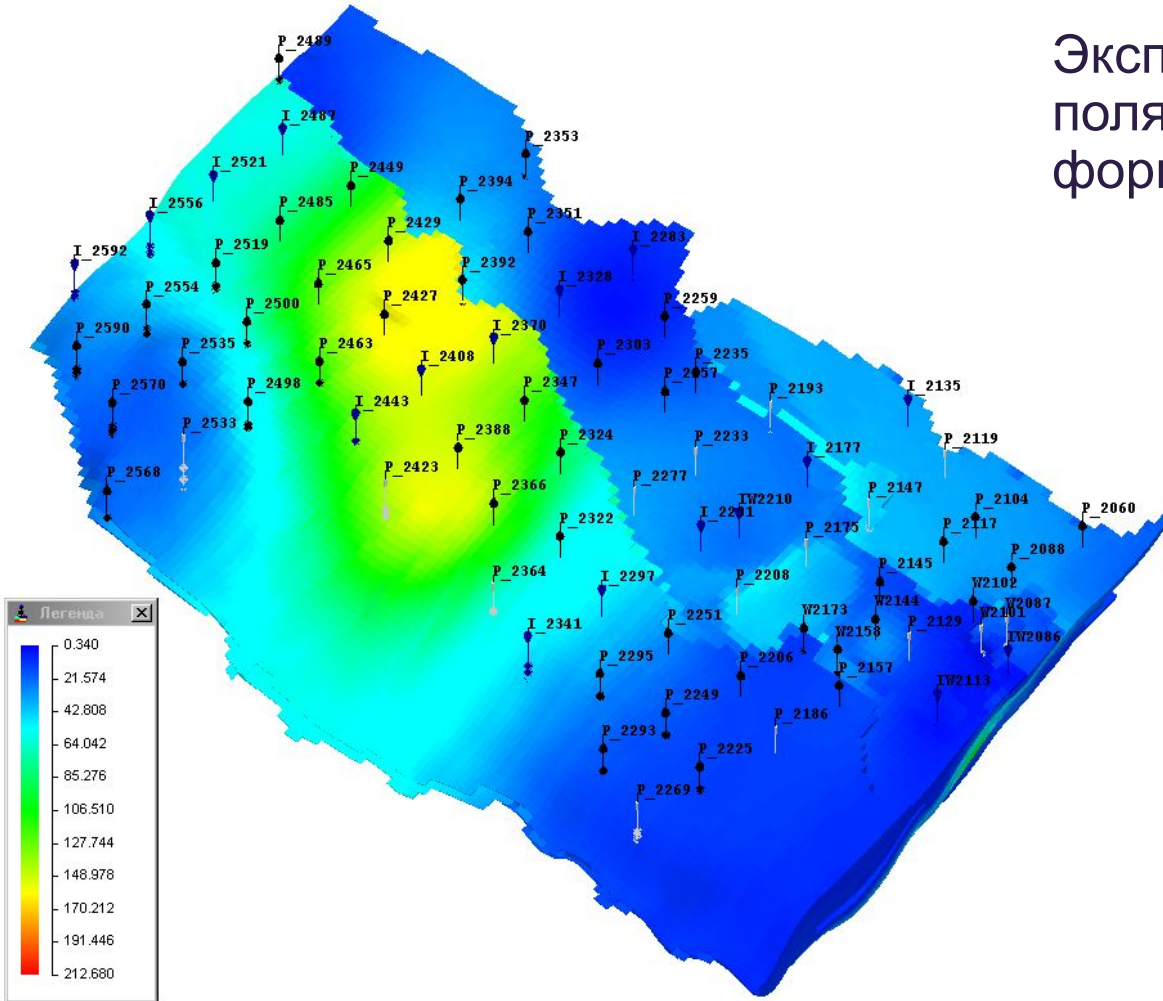


PRODUCTION & PROCESS

Адаптация модели по истории разработки

- Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII

Экспорт модифицированного поля проницаемости в формате GRDECL



INT...



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: NEW_PROP

Параметр А: WOPR

Параметр В: WGOPRH

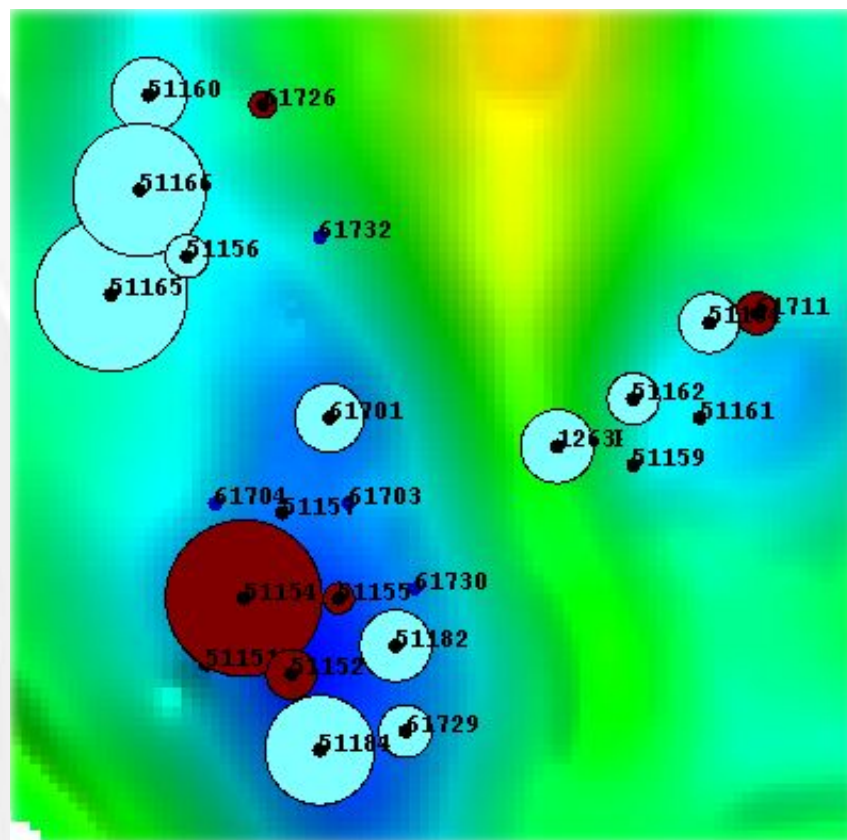
Метод вычисления: Максимальное расхождение

Интерполировать параметр В

Показывать в виде круговых диаграмм

Экспортировать в RESVIEWMI-MAP

Применить Отменить Справка



INT...



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 заикливать на определенных параметрах, а пытаться смотреть на модель шире.*



INT...



SIMULATION



WELL & COMPLETION



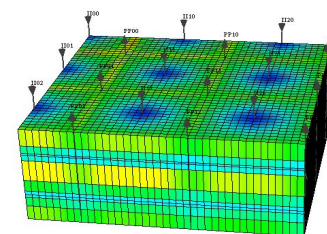
PRODUCTION & PROCESS

Результаты расчетов

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

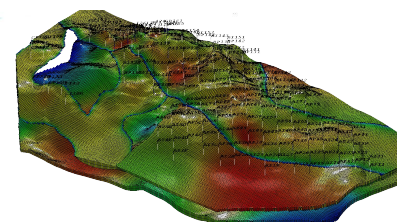
TEMPEST

Пакет гидродинамического моделирования



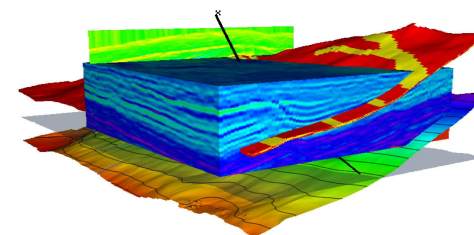
ResViewII

Программный комплекс анализа и мониторинга разработки



IRAP RMS

Программный комплекс построения детальных геолого-технологических моделей



INTRODUCTION



SIMULATION



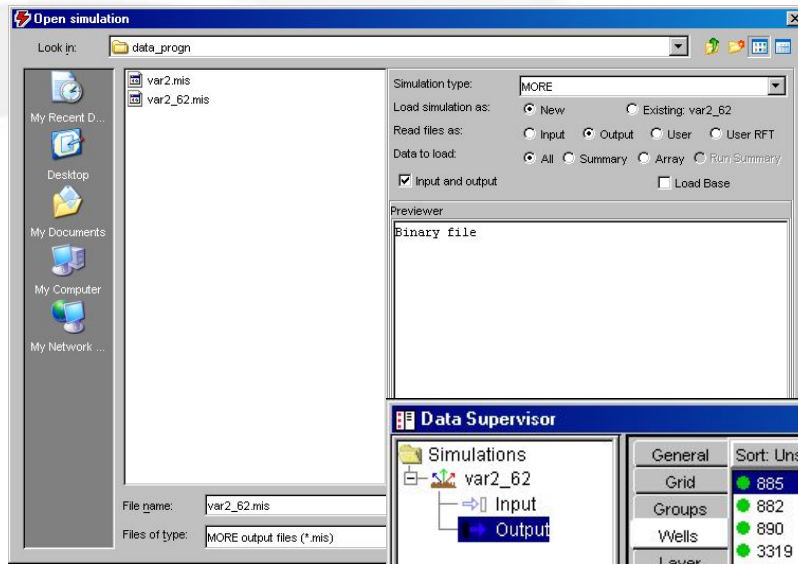
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

Загрузка результатов расчетов:



```
Horizontal grid
Size.....140 X 144

Vertical grid
Number of layers.....30

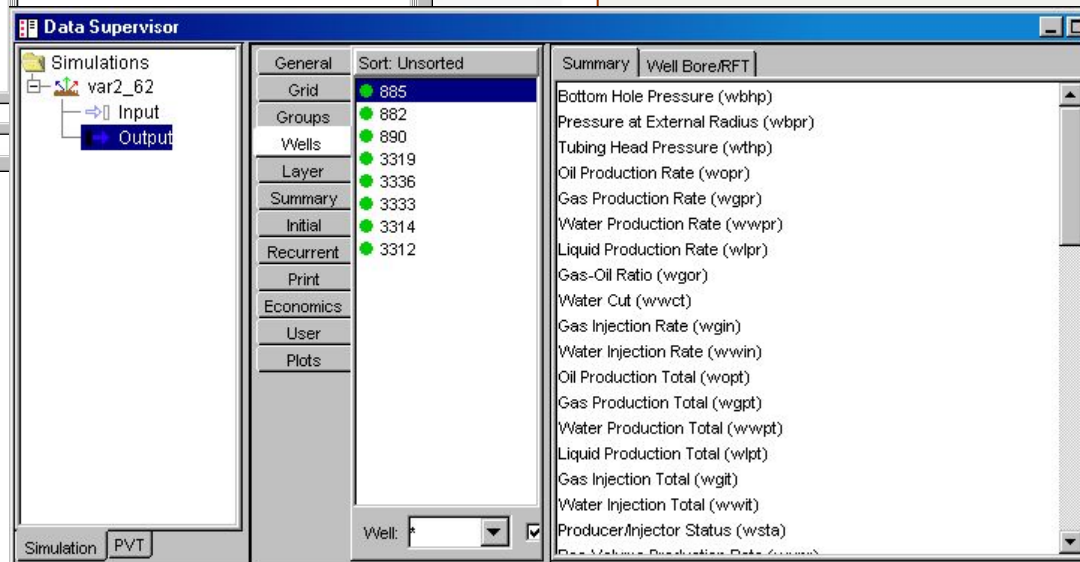
Summary of grid values
-----
```

	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
...
mes after assembly:
num 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
-----
```

*.out

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



INT.....DN



SIMULATION



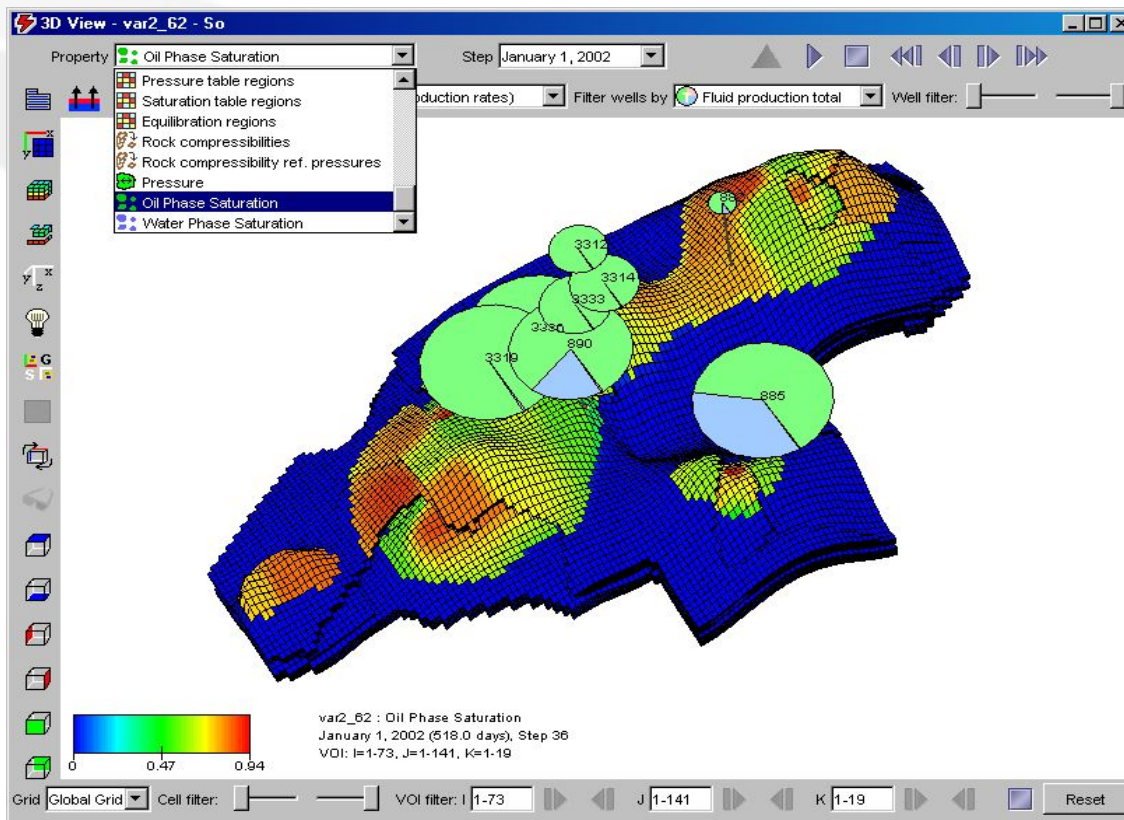
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



Анализ 3D статических и динамических массивов



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



INT...



SIMULATION



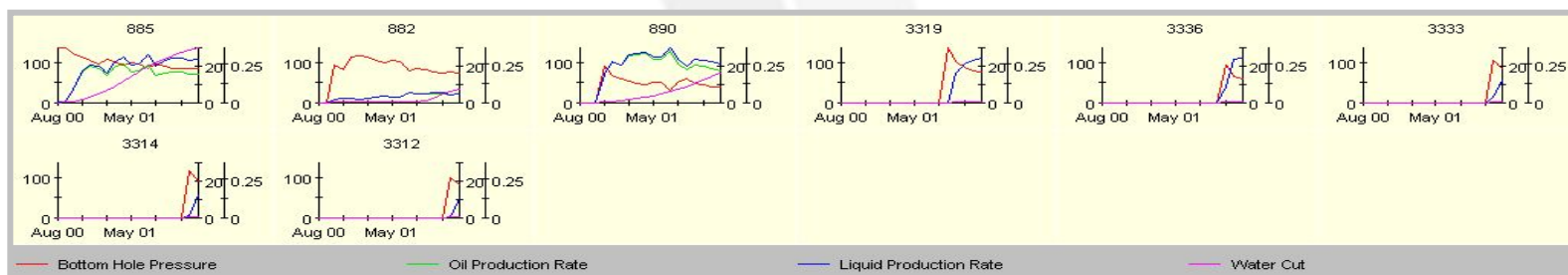
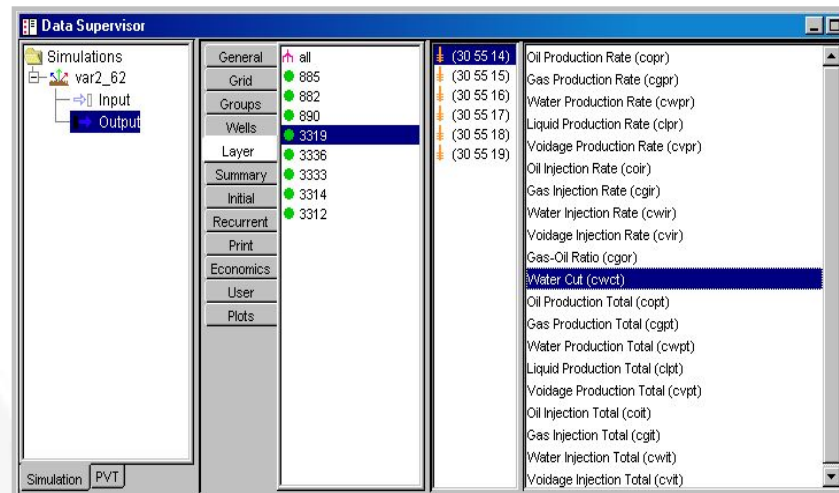
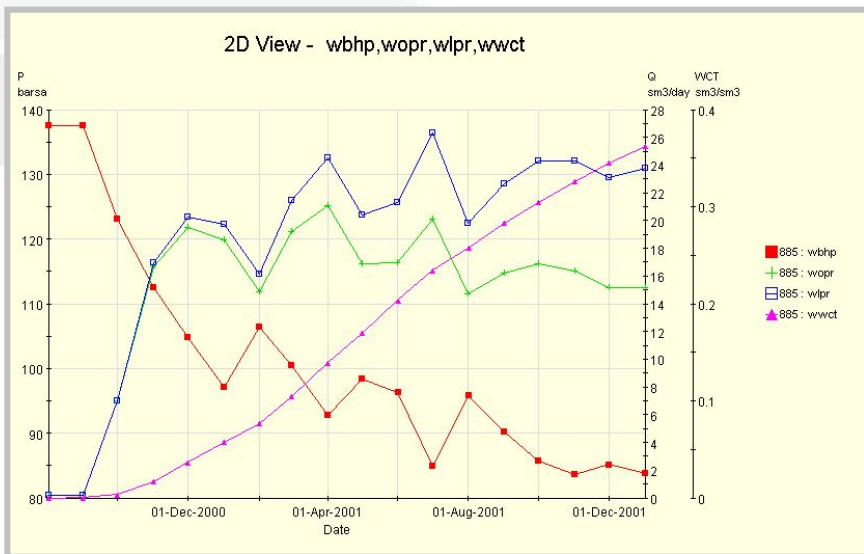
WELL & COMPLETION



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.....DN



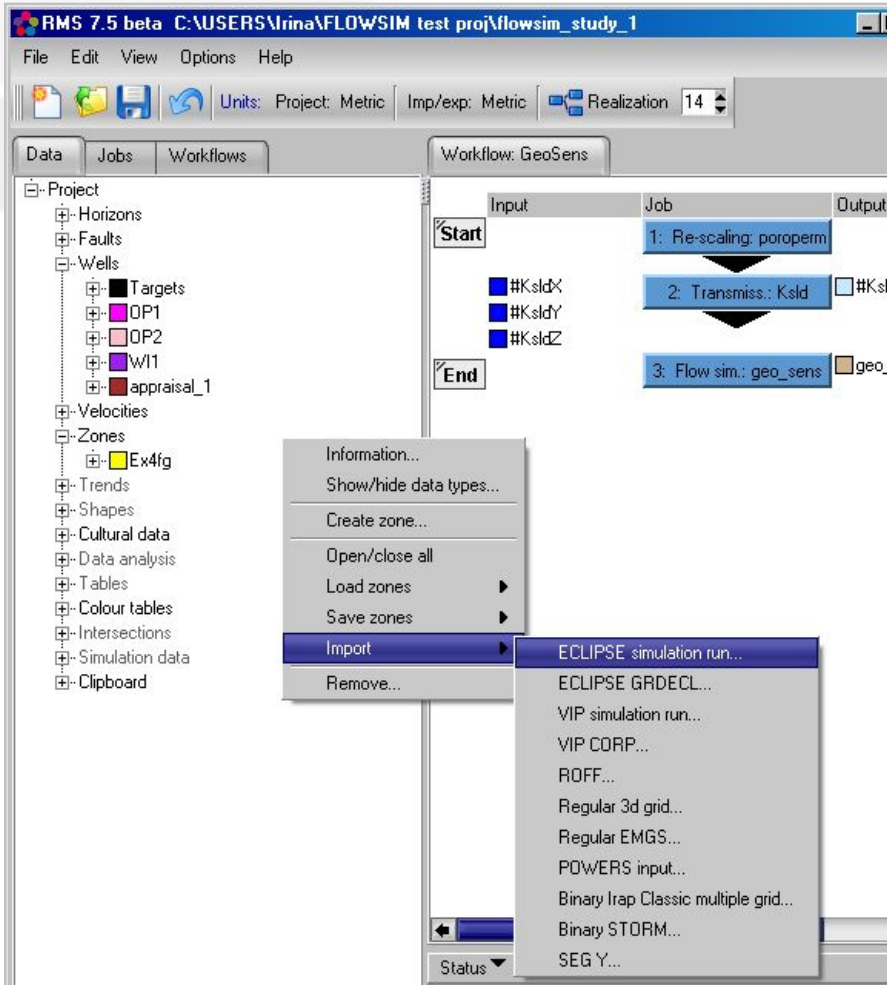
SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS



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 /



INT...



SIMULATION



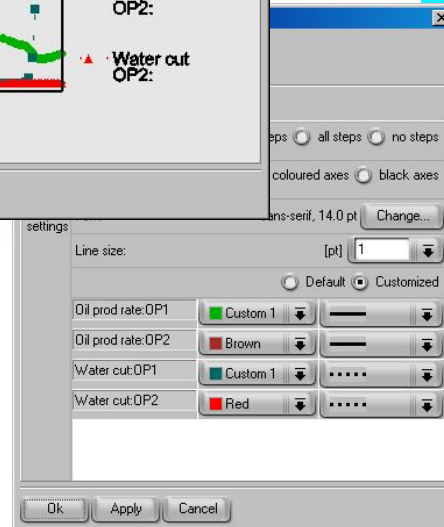
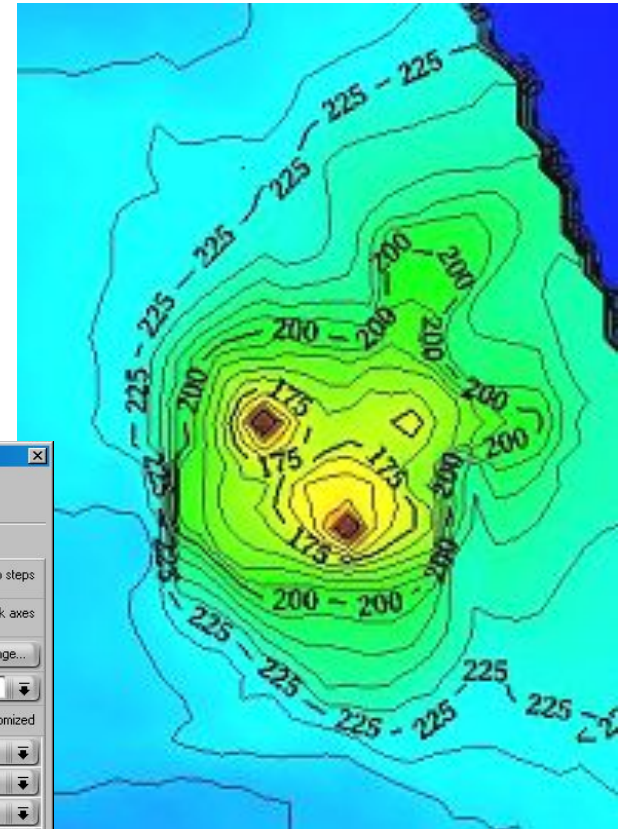
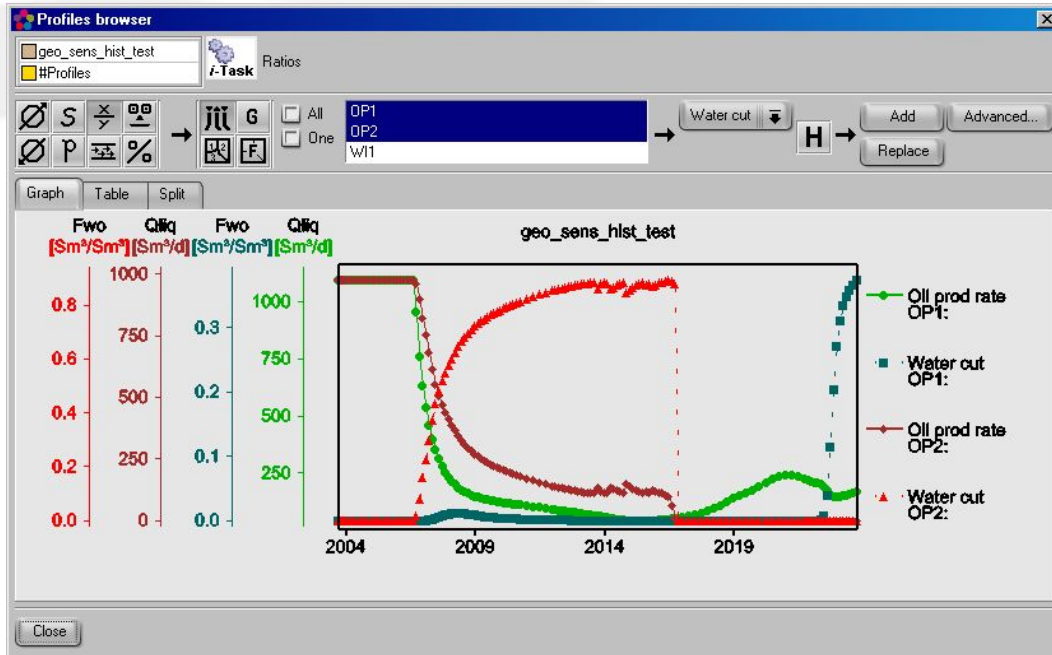
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Визуализация результатов расчетов в Irap RMS

2D графики технологических показателей и карты параметров



INTRODUCTION



SIMULATION



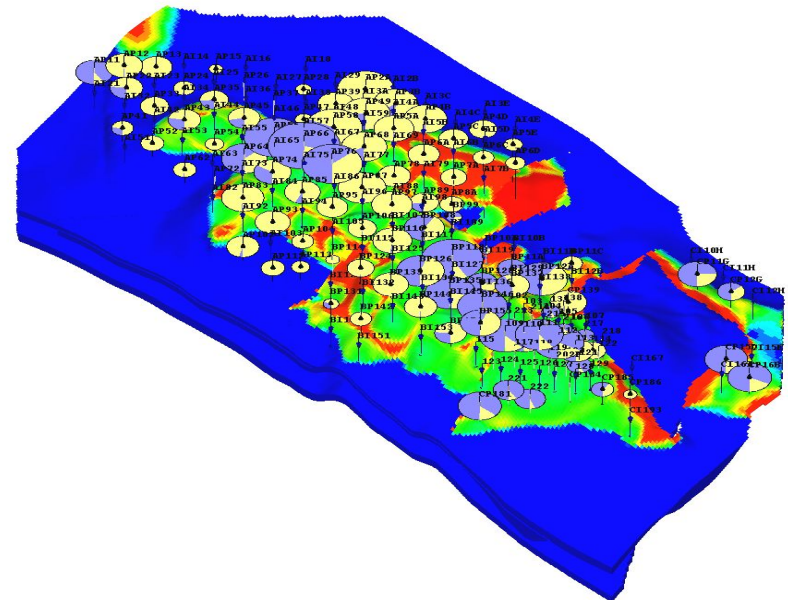
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Визуализация результатов расчетов в ResVIEW-II

Имя	Факт. св.	Нагр...	Описание	Имя	Факт. п...	Ед. изм.	Описание
1513	Верг.			WVOPR		М3/Сут	Дебит нефти
1561	Гор.			WVOPRH		М3	Накопленная добы...
1581	Верг.			WVOPF		М3	Накопленная добы...
1606	Верг.			WVOPFH		М3	Накопленная добы...
1613	Верг.			WVWC		Доли ед.	Обводненность
1615	Верг.			WVWC...		Доли ед.	Обводненность
1616	Гор.			WVWR		М3/Сут	Скорость закачки в...
1617	Верг.			WVWRH		М3/Сут	Скорость закачки в...
1618	Верг.			WVWT		М3	Накопленная закач...
1620	Верг.			WVWTH		М3	Накопленная закач...
1621	Верг.			WVWPR		М3/Сут	Дебит воды
1624	Верг.			WVWP...		М3	Накопленная закач...
1626	Верг.			WVWPT		М3	Накопленный отбо...
1629	Верг.			WVWP...		М3	Накопленный отбо...
1631	Верг.						
1633	Верг.						
1634	Верг.						
1635	Верг.						
1636	Гор.						
1637	Верг.						
1638	Верг.						
1643	Верг.						
1644	Верг.						
1650	Верг.						
1651	Верг.						
1652	Верг.						



Загрузка гидродинамических моделей в форматах:

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



INT...



WELL & COMPLETION

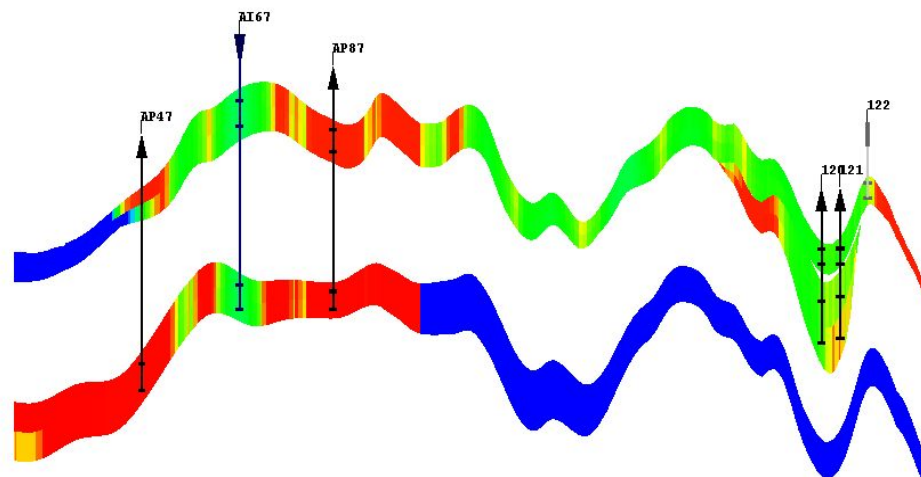
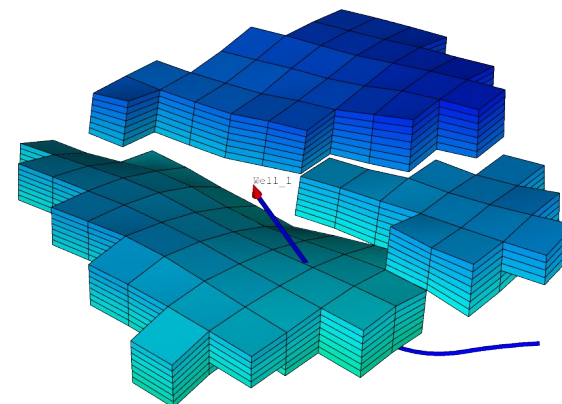
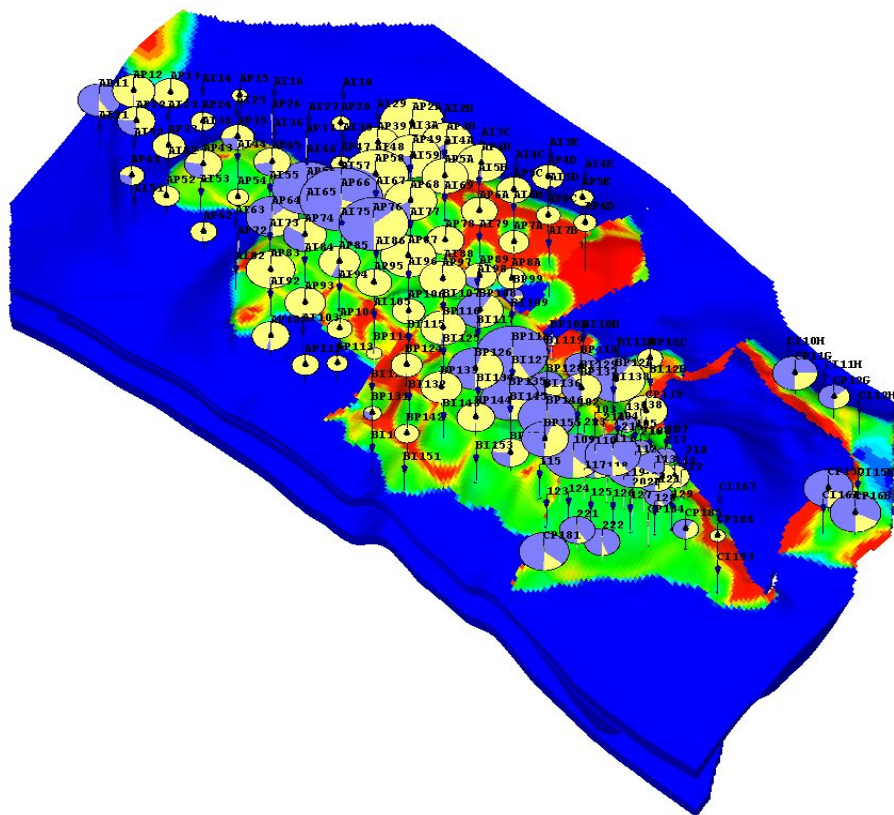


PRODUCTION & PROCESS



INT...

Анализ 3D статических и динамических массивов, построение разрезов, анализ траектории и интервалов перфорации скважин



INT...



SIMULATION



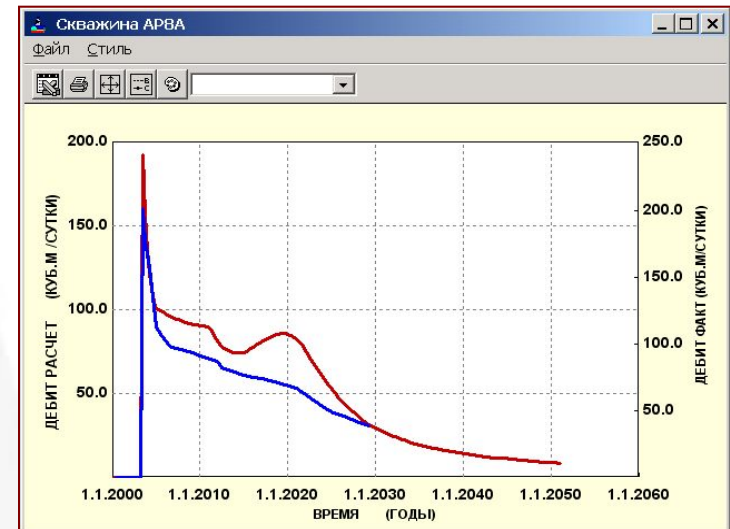
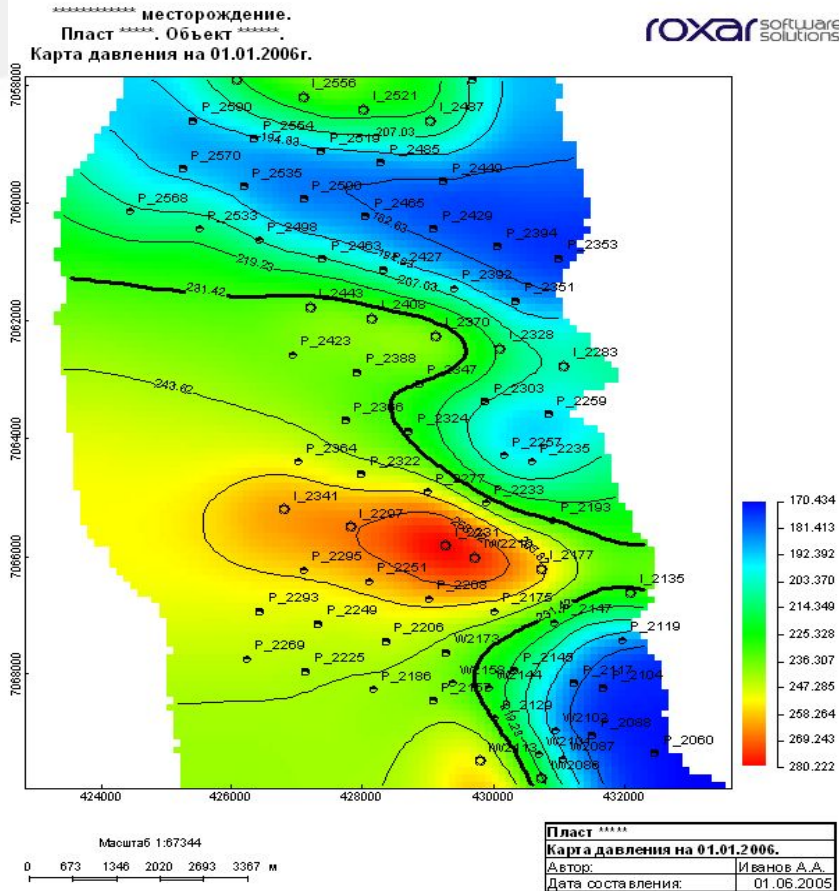
WELL & COMPLETION



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



INT...



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**



INT...



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**}

xzone₁ xzone₂ /

- Перевод добывающей скважины в нагнетательную

CONV *limit* Q= P=



INT.....DN



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}



INT...



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 /



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



INT.....DN



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



INT...



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.



INT...



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



INTRODUCTION



SIMULATION



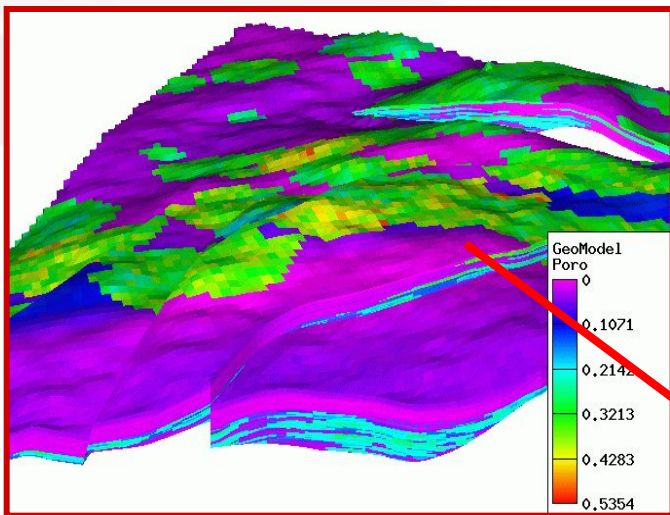
WELL & COMPLETION



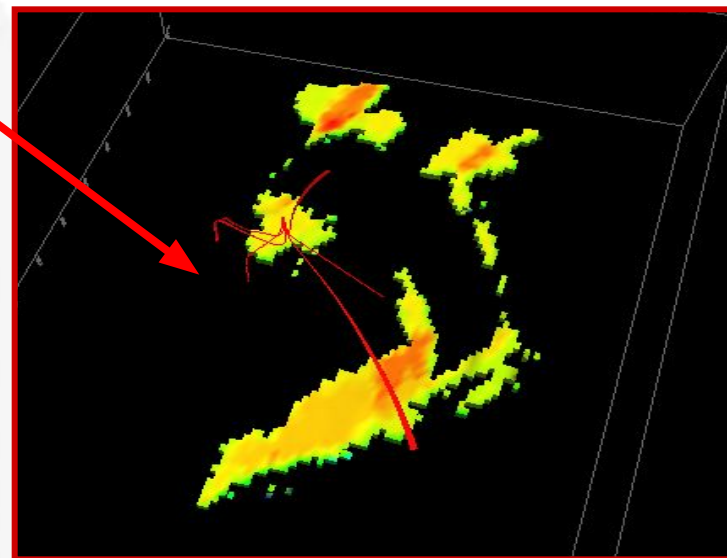
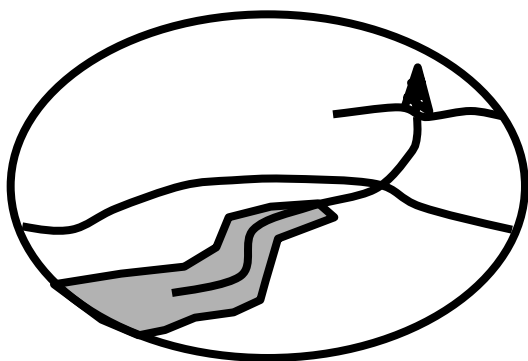
PRODUCTION & PROCESS

Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Выбор целевого объекта



На основании анализа 3D параметров с использованием фильтров



INT...



SIMULATION



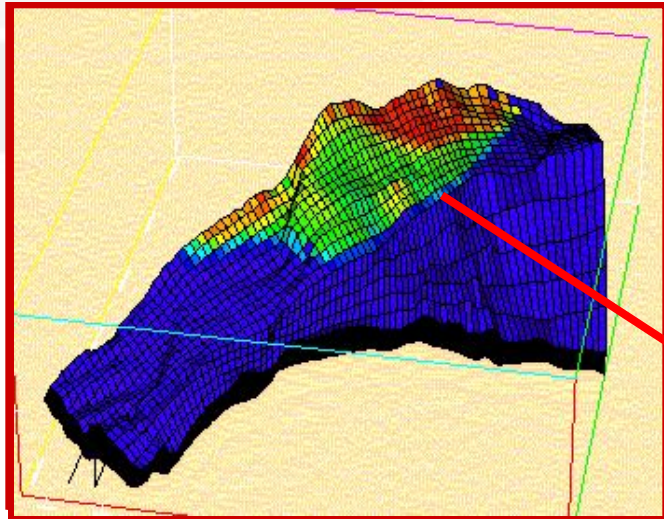
WELL & COMPLETION



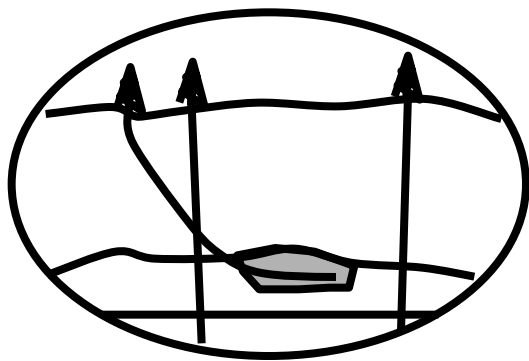
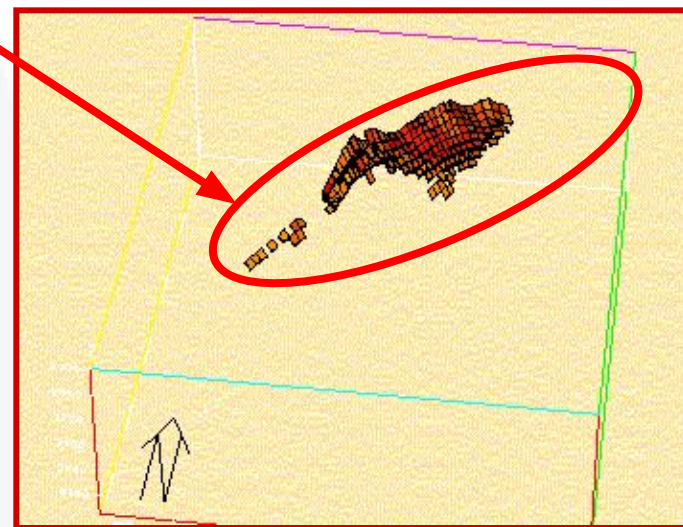
PRODUCTION & PROCESS

Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Выбор целевого объекта



На основании анализа результатов гидродинамического моделирования



INT... ..DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



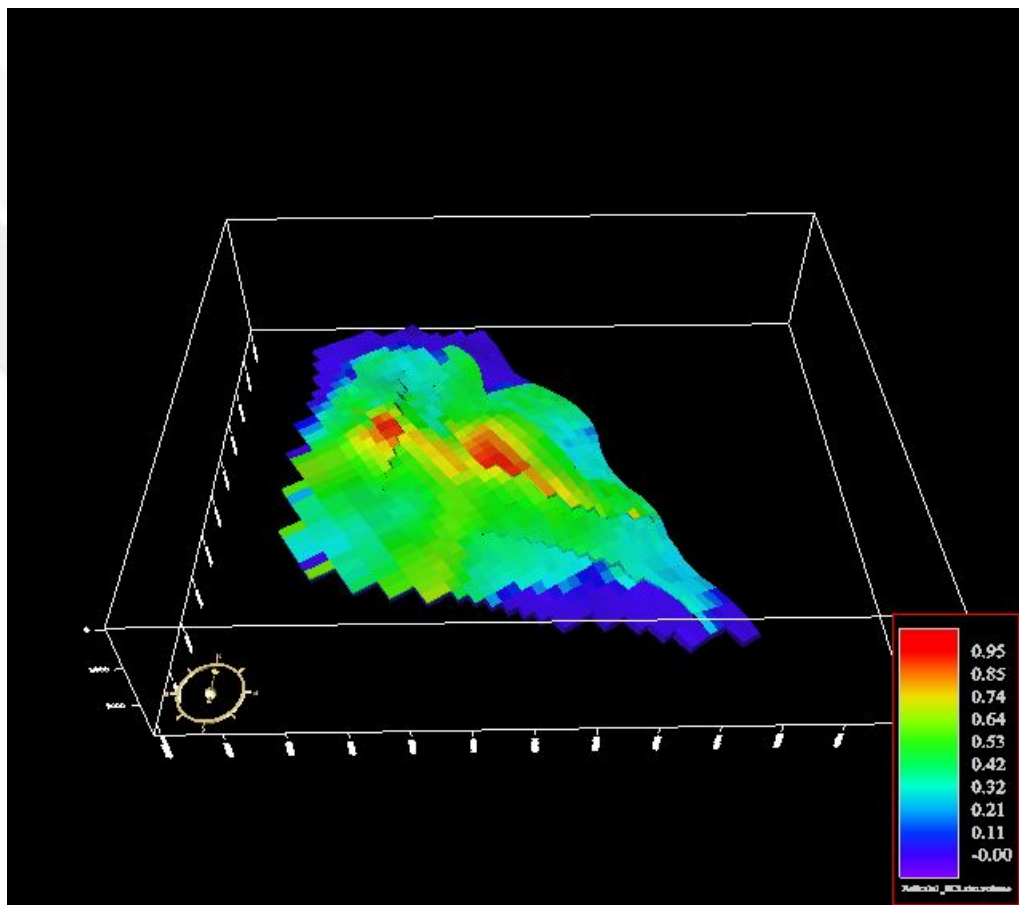
PRODUCTION & PROCESS

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



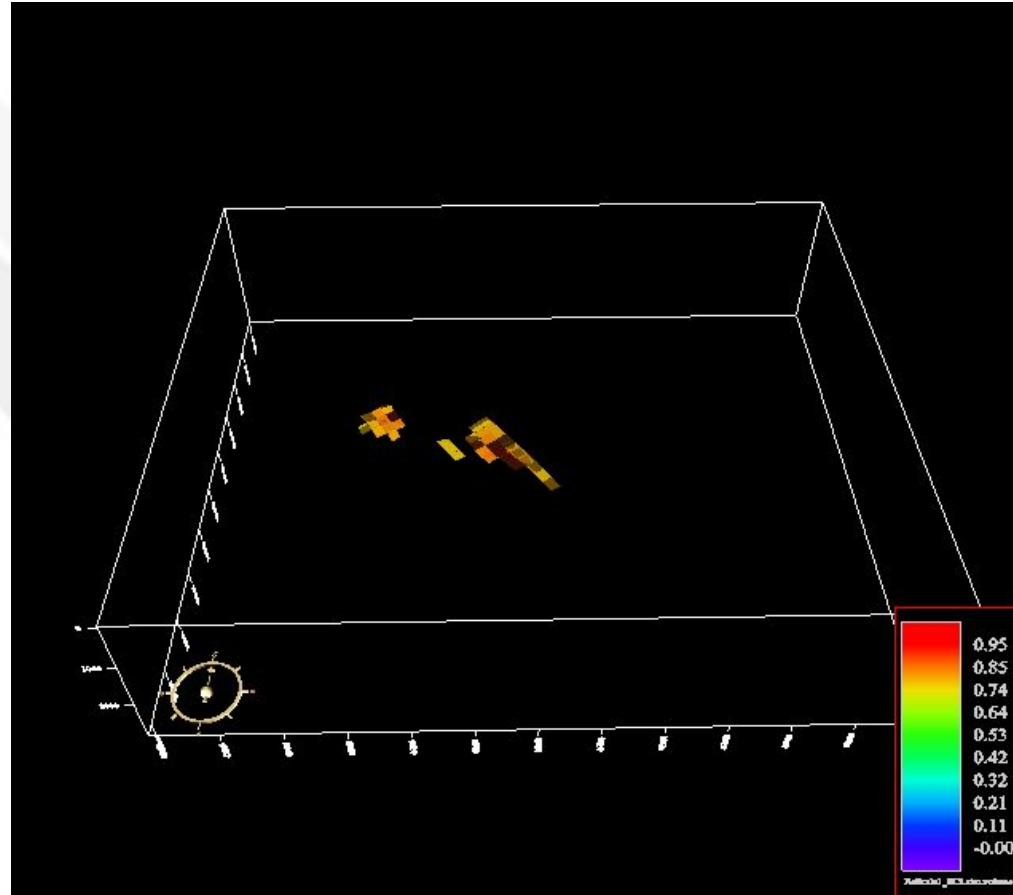
WELL & COMPLETION



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



INT...



SIMULATION



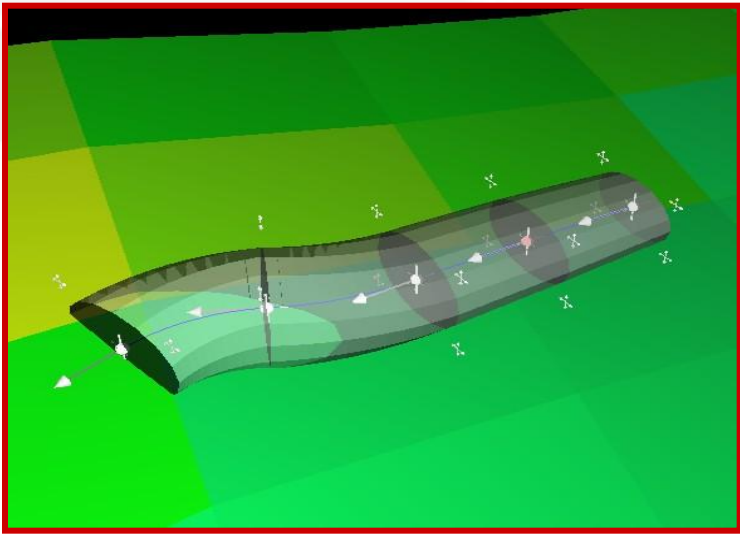
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

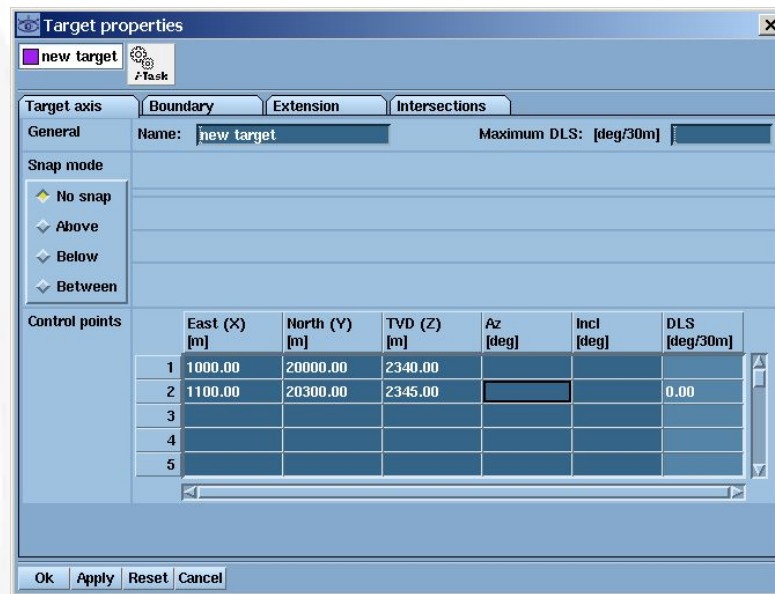
Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Задание целевого объекта



в табличном виде

Мышкой в 3D

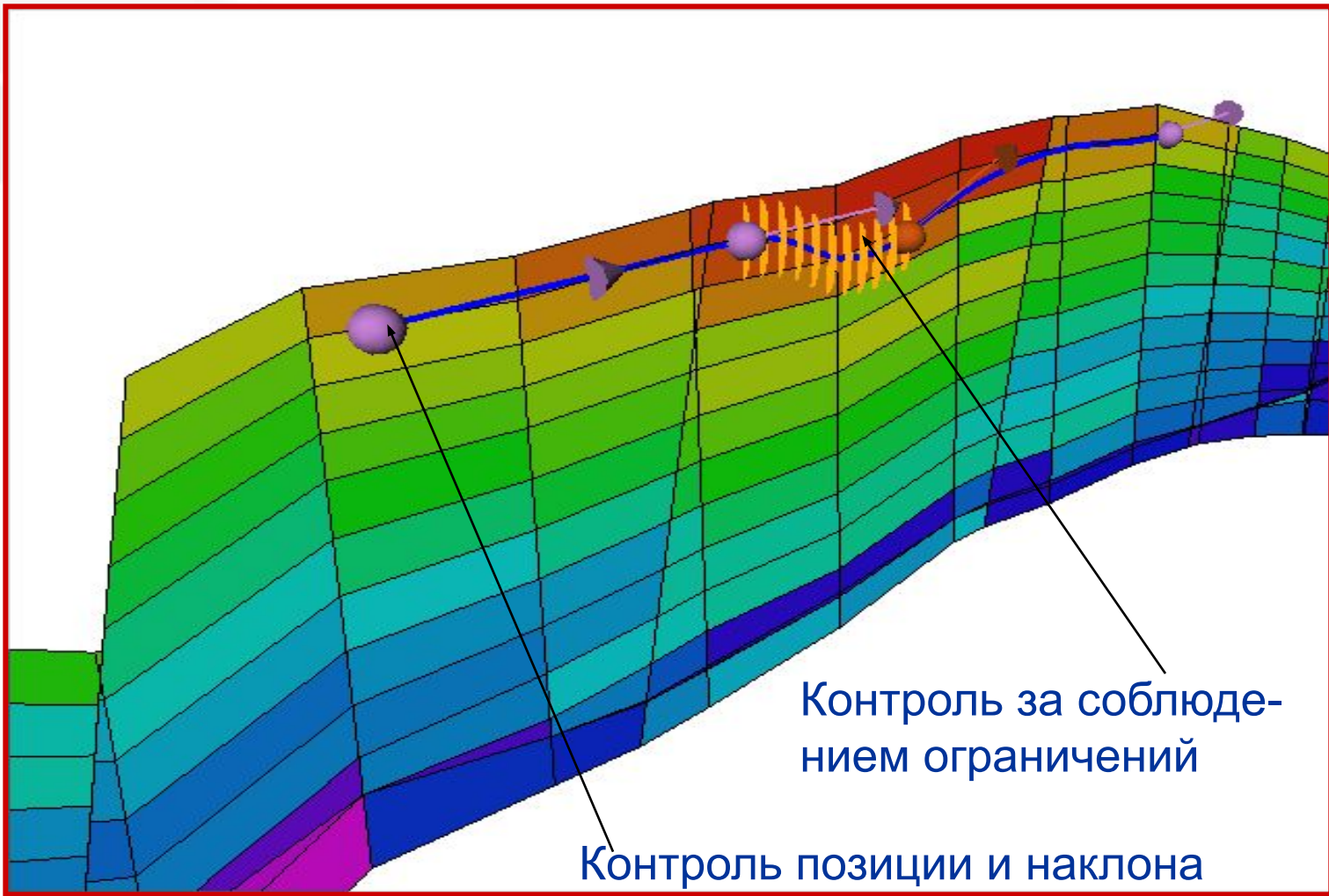


The screenshot shows the 'Target properties' dialog box with the 'General' tab selected. The 'Name' field is set to 'new target' and the 'Maximum DLS' is set to '[deg/30m]'. The 'Snap mode' section includes options for 'No snap', 'Above', 'Below', and 'Between'. The 'Control points' table is visible below.

	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						



Проектирование скважин для прогнозных расчетов



INTRODUCTION



SIMULATION



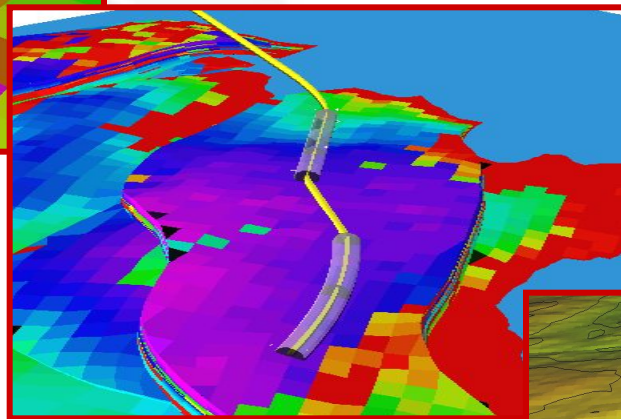
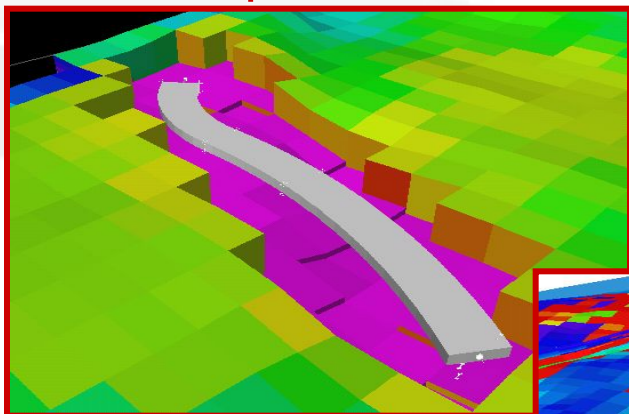
WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

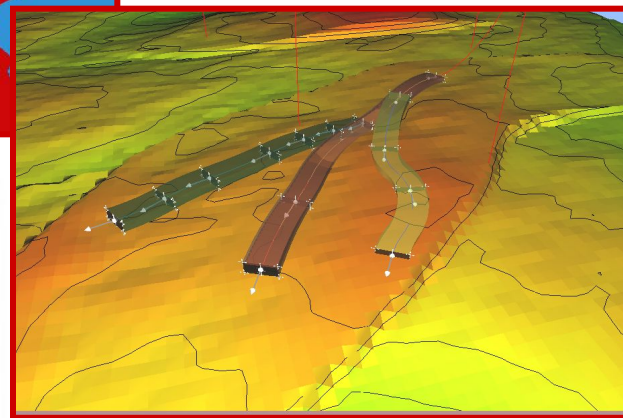
Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Виды ЦО



Совокупность ЦО, вскрываемых индивидуальными боковыми стволами многозабойной скважины

Совокупность ЦО, вскрываемых одной скважиной



INT...



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.



INT...



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 /

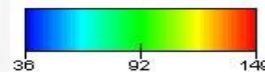
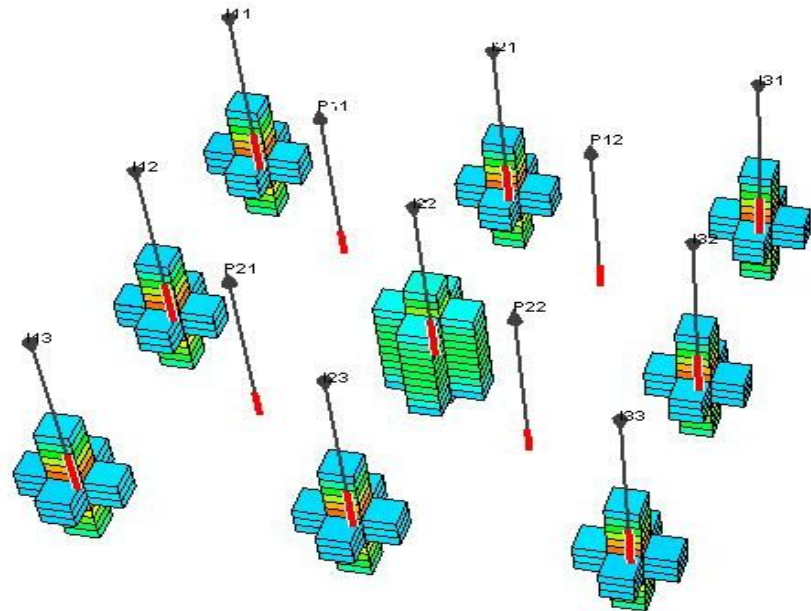
Закачка пара

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



INT...



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/sm³

Cmult - множитель вязкости

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



INT...DN



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Закачка полимеров

Секция GRID

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

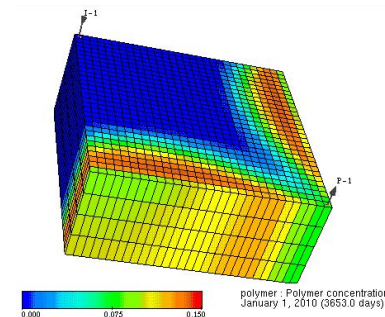
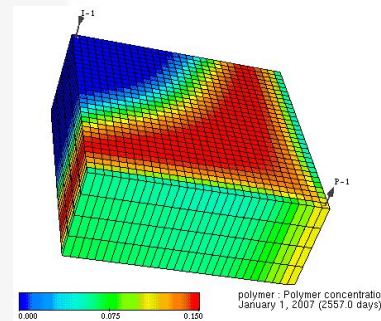
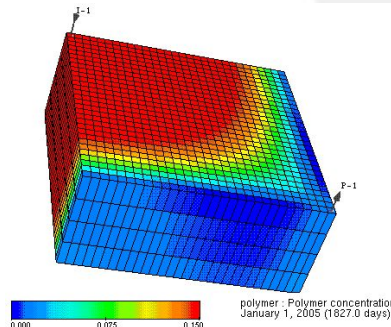
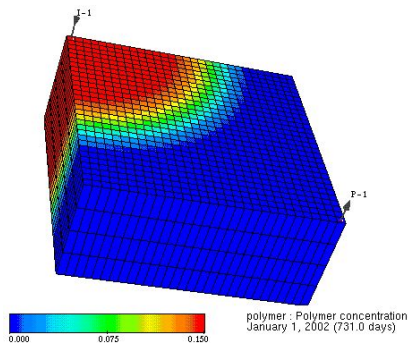
Начальная концентрация полимера

PLYI
ZVAR
0.04 4*0.045 8*0.0 /

Секция RECU

Концентрация полимера в закачиваемой воде:

WELL HA_4 INJE WATR RATE=20000 PLIM=4000
LOCA 3453.0 53287.0
CPLY 0.07
/



INT.....DN



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.



INTRODUCTION



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

Спасибо за внимание!
