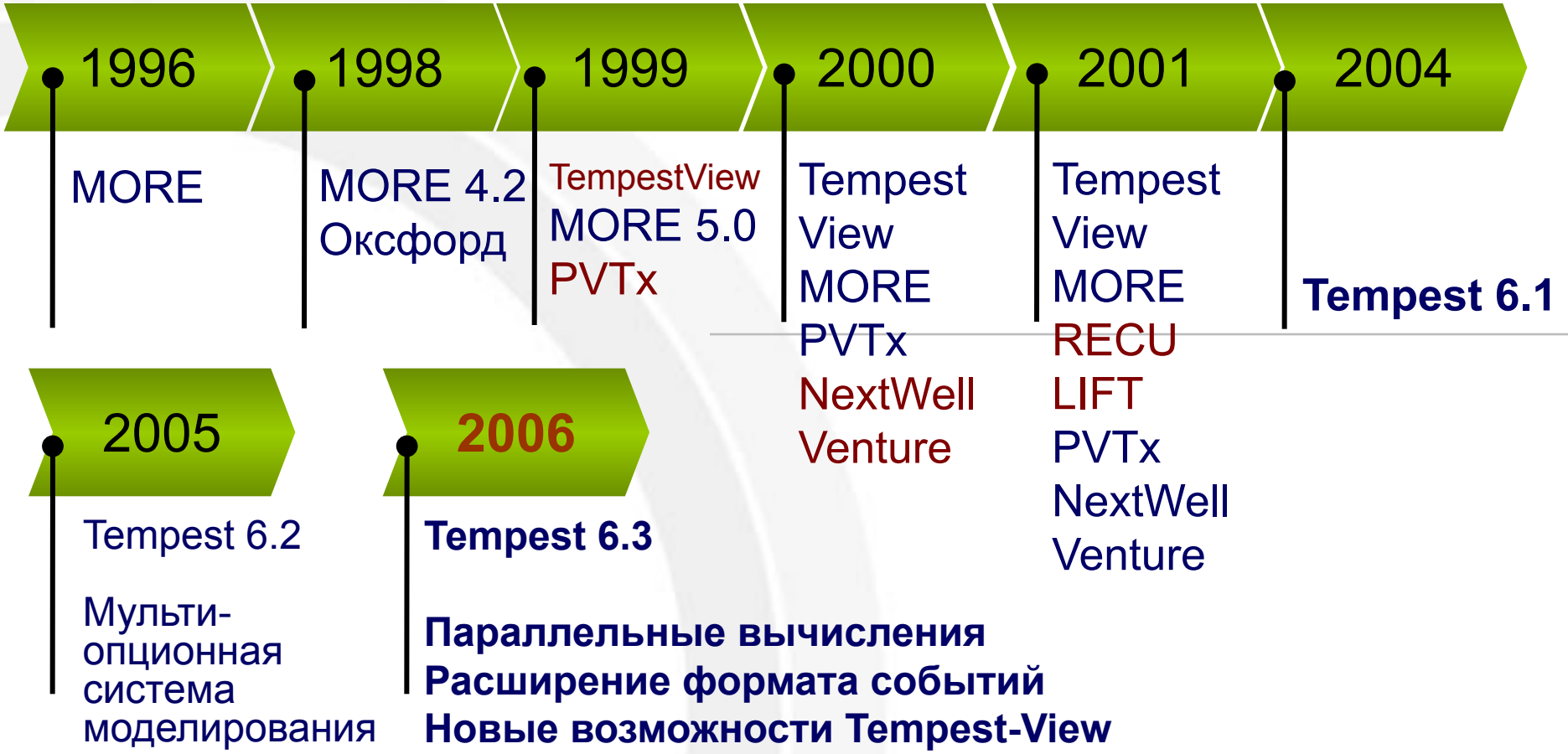
roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Гидродинамическое моделирование

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



Основные цели модели

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Выбор оптимального варианта разработки

Снижение затрат на разработку

Увеличение добычи нефти и соответственно прибыли

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

Ограничения модели

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

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

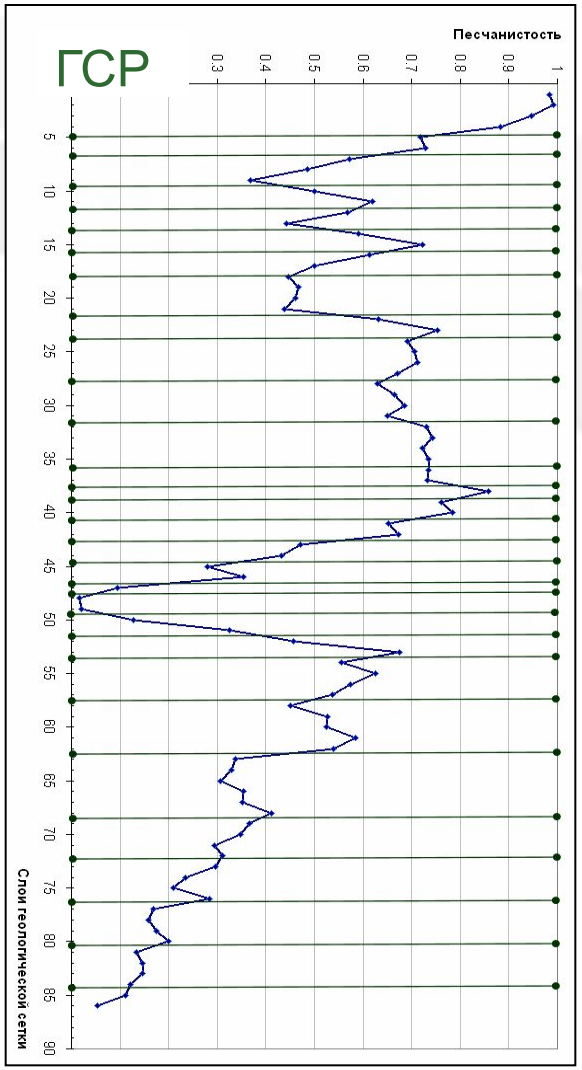
↓

Расчет прогнозных вариантов

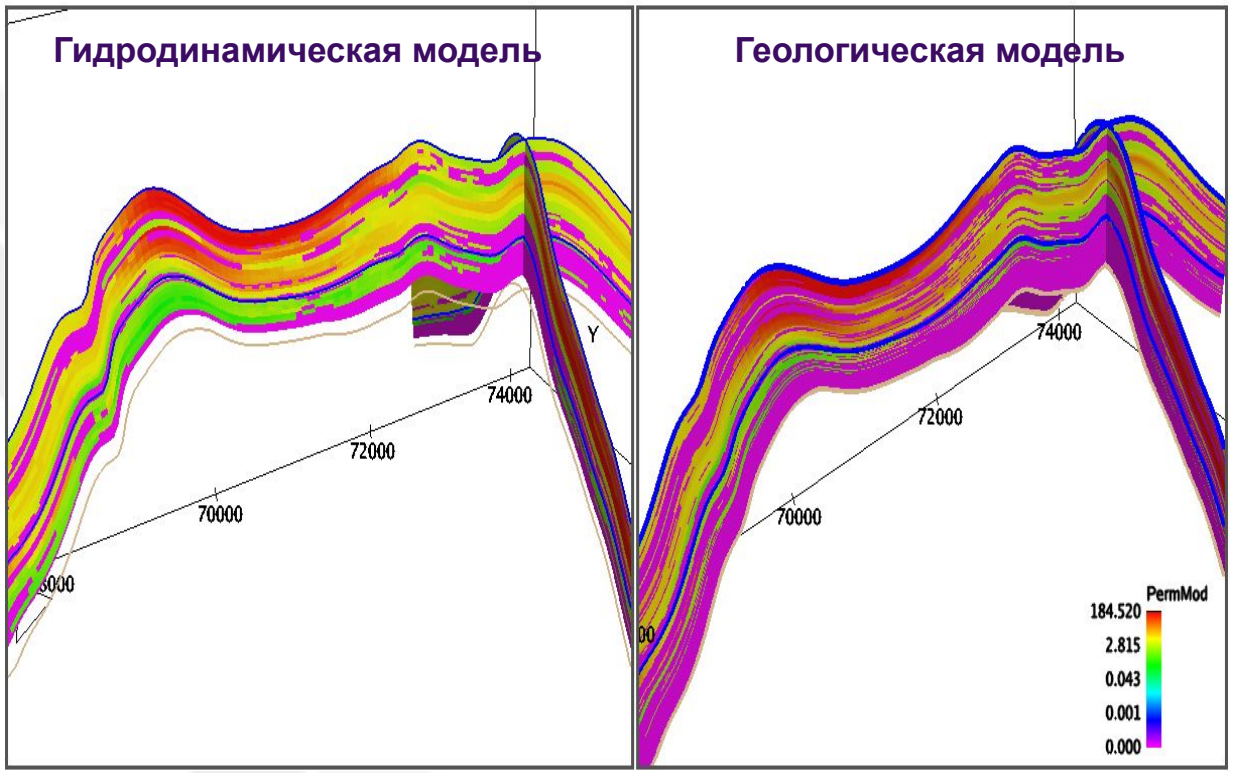
↓

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

Модель пласта: Геология -> Гидродинамика



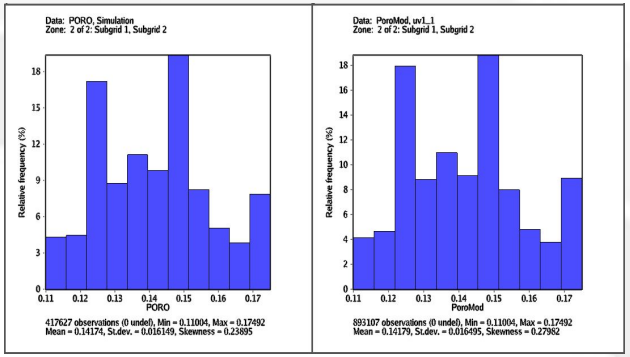
Результаты процедуры UPSCALING

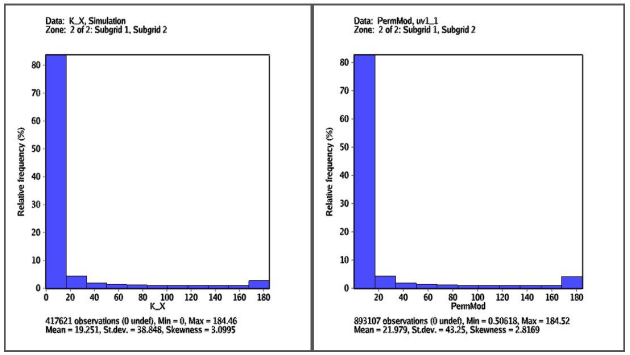


Распределение коллектора, выдержанные непроницаемые слои и перемычки

Модель пласта: Геология -> Гидродинамика

Результаты процедуры UPSCALING





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

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

Сопоставление запасов

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

```
FIPA
Fluid in place at  1 Nov 1993,      0.0 days

Fluid in place region:all

Pore volume average pressure   250.58 barsa
Hydrocarbon average pressure   229.95 barsa

          Reservoir volume        Surface volume

Oil          26.7279E6 rm3          22480.409 ksm3
Gas                0.0 rm3                0.0 Msm3
Water         1.5756E9 rm3           1.6162E6 ksm3

Total reservoir volume:      1.6023E9 rm3
```

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

Сопоставление запасов

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

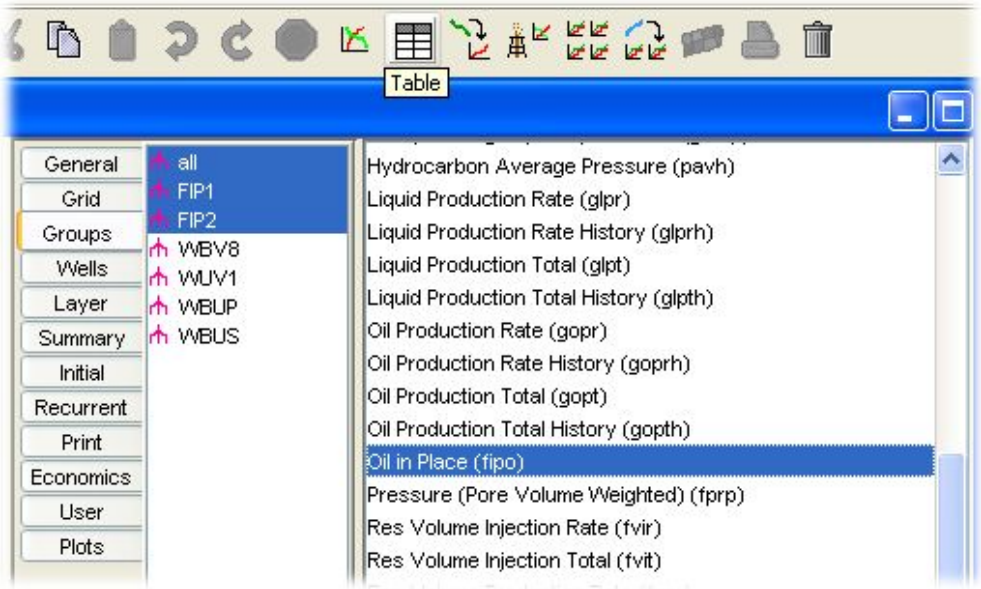


Table 1

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

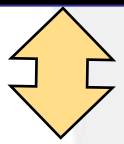
Произвести запуск всех модулей MORE можно из Tempest или из командной строки

mored - запуск программы с двойной точностью;

Синтаксис:

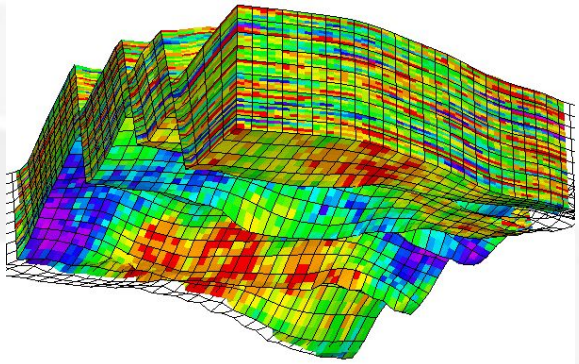
mored <имя входного файла><имя выходного файла>

C:\USERS\ mored uppg1

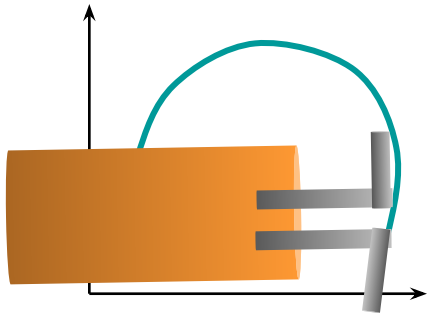


C:\USERS\ mored.exe uppg1.dat uppg1.out

Исходные данные для построения модели



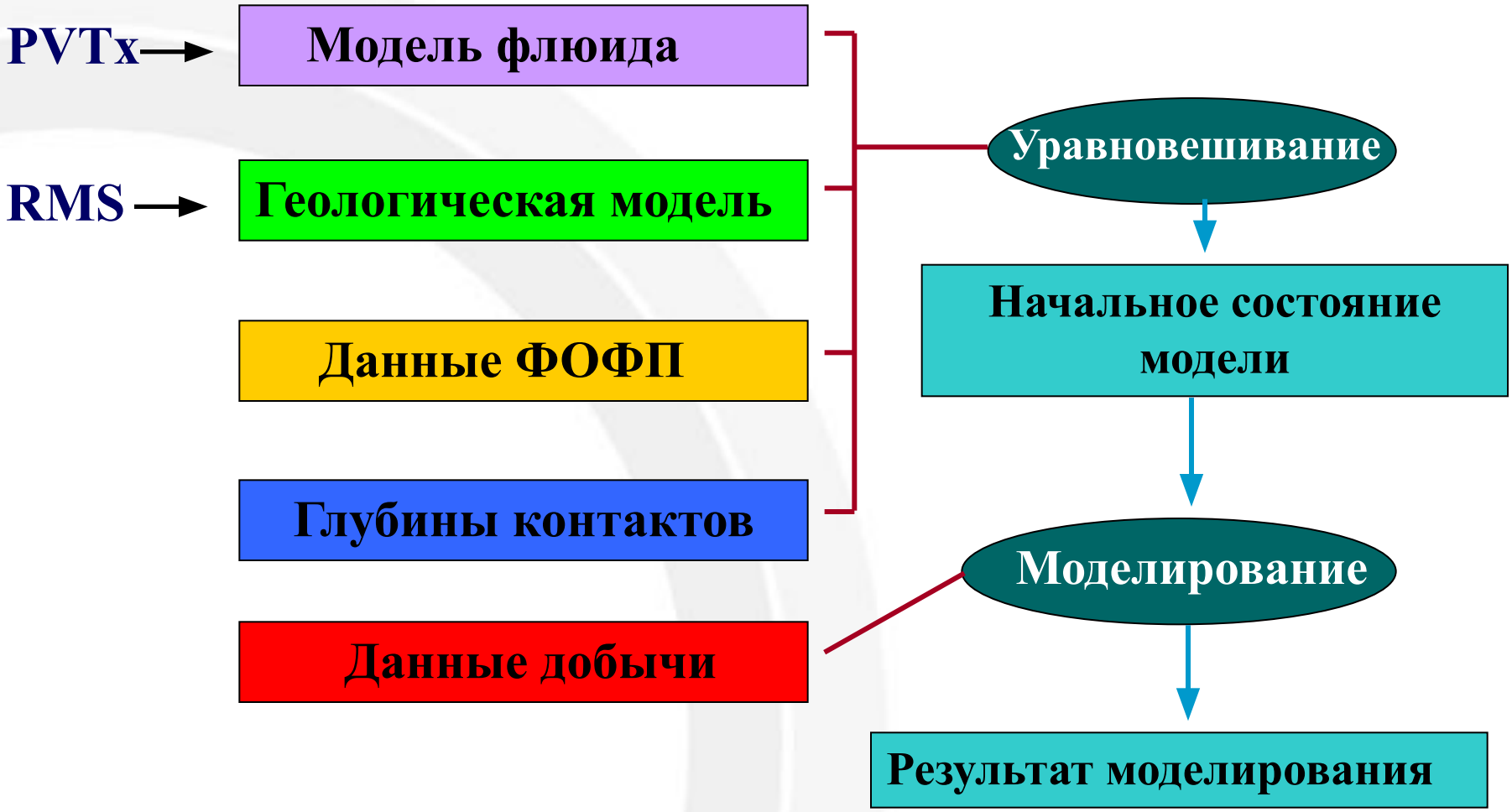
Модель пласта



Описание флюида

Кривые относительных фазовых проницаемостей

Этапы создания модели



Секции запускающего файла MORE

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Секция RECURRENT
ввод данных по скважинам

Глобальные ключевые слова

Секция INPUT
определение параметров и формата входной и выходной информации

Гидродинамический симулятор

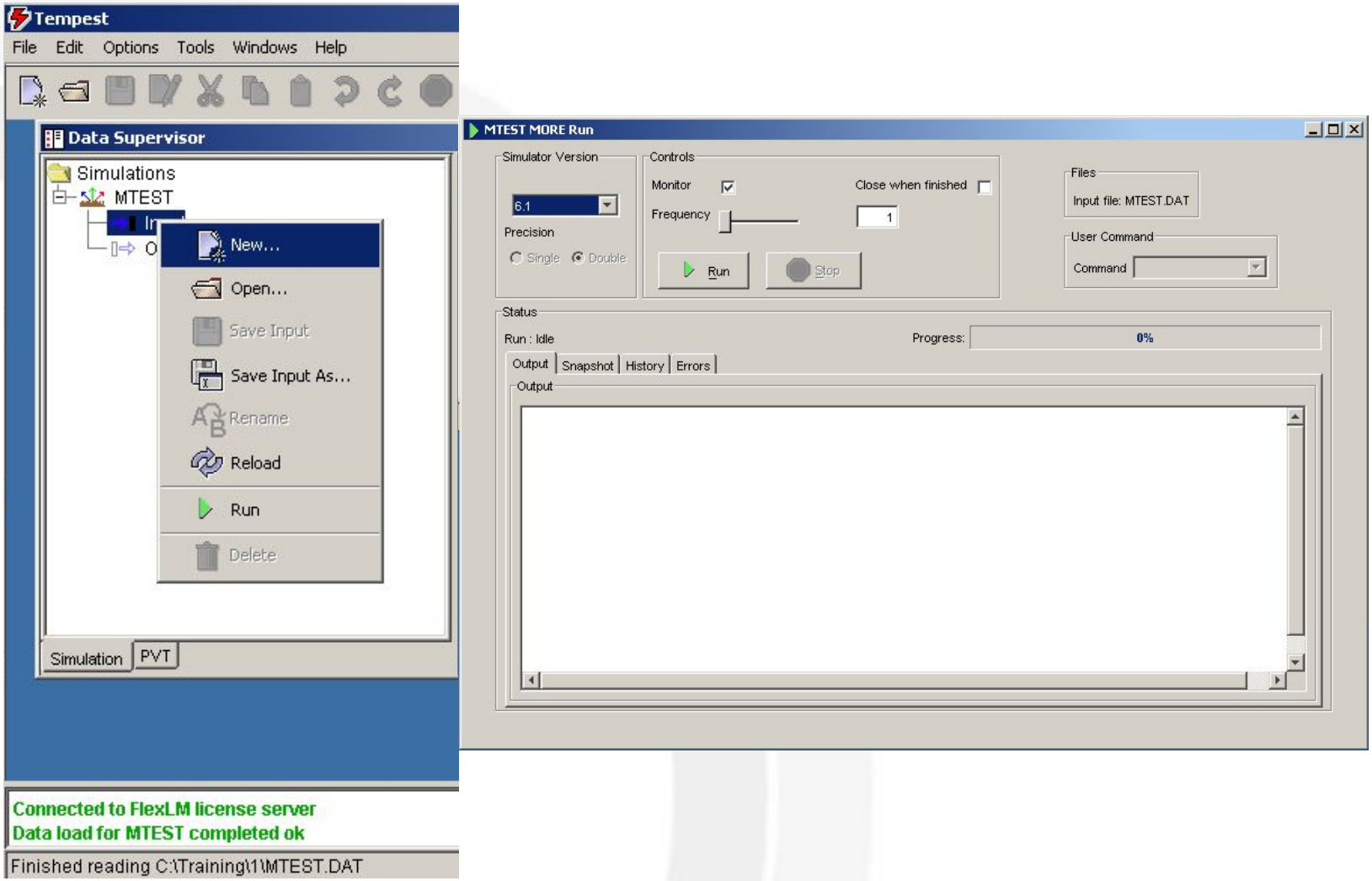
Секция INITIALIZATION
определение начальных условий в пласте

Секция FLUID
определение свойств флюидов (PVT и др.)

Секция GRID
определение гидродинамической сетки и свойств пласта

Секция RELATIVE-PERMEABILITY
задание фазовых проницаемостей

Запуск программы



Формат ввода данных

3 типа строк:

КЛ. СЛОВО ОПЦИЯ

ПОДКЛ. СЛОВО ОПЦИЯ

<данные> /

- **Ключевые слова**
  Первичные
  Вторичные (подключевые слова)

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

- **Данные**
  Массивы
  Таблицы

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

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

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**}

Пример записи глобальных ключевых слов

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

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

OPEN INPUT
'Out1990.txt'
SWITCH
```

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

UNFO - (По умолчанию) Создаёт бинарные файлы;
FORM - Создаёт форматированные (текстовые) файлы;
PC - Создаёт бинарные файлы формата PC;
UNIX - Создаёт бинарные файлы формата UNIX;

MONI

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

Секция INPUT

- 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

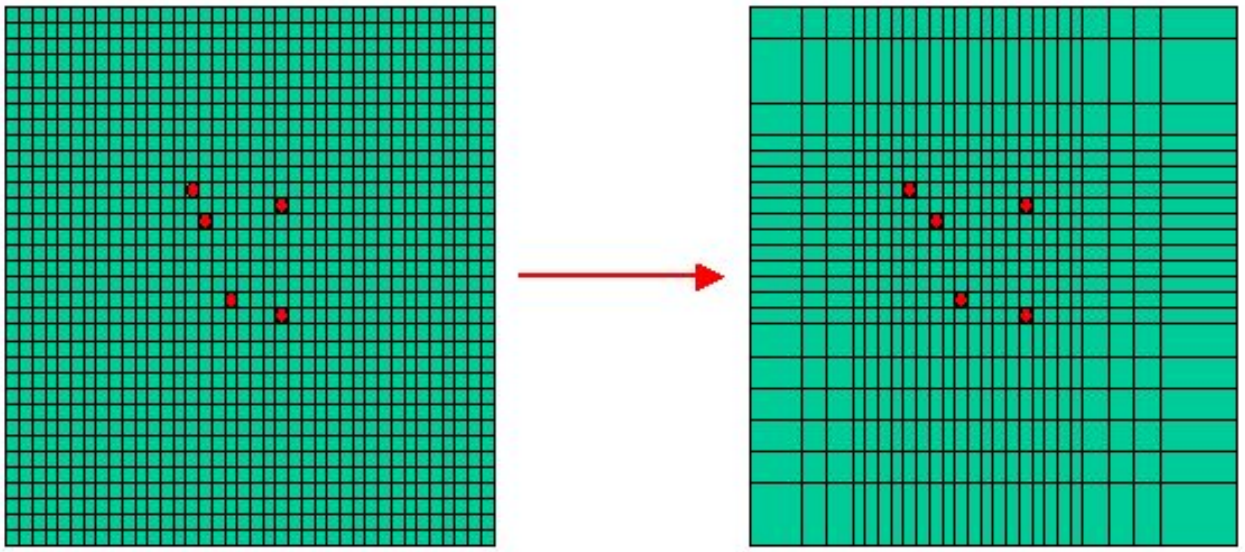
- Дата начала моделирования
- **IDAT** 1 JAN 1999 **IDAT** Jan, 1, 99
- Дата запуска модели (Рестарт)
- **SDAT** 1 Jan 2009 **SDAT** 10 YEAR (DAYS MONT)

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 /
```



Секция INPUT

- **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
```

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

- Пластовая нефть (**нефтяная залежь**)
- Сухой газ (**газовая залежь**)
- Газоконденсатная смесь (**газоконденсатная залежь**)

Двухфазные

Нефть + Газоконденсатная смесь

- **Газонефтяные, газоконденсатнонефтяные залежи**
- **Нефтегазовые, нефтегазоконденсатные залежи**

Моделирование флюидов

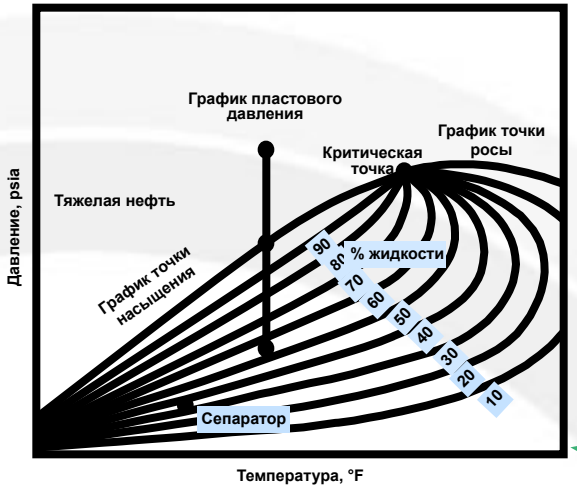
- Нефть и газ состоят преимущественно из молекул углеводородов [углерод (C) +водород (H)]
- Типы углеводородных смесей
  - Сухой газ
  - Жирный газ
  - Конденсат
  - Летучая нефть
  - Нелетучая нефть
  - Тяжёлая нефть

Молекулы с меньшей молекулярной массой

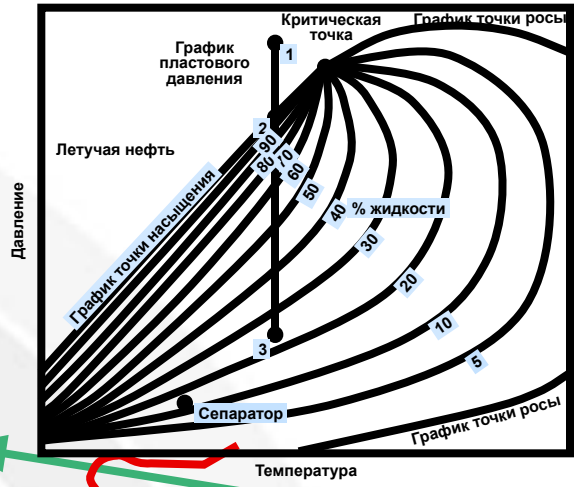
Молекулы с большей молекулярной массой

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

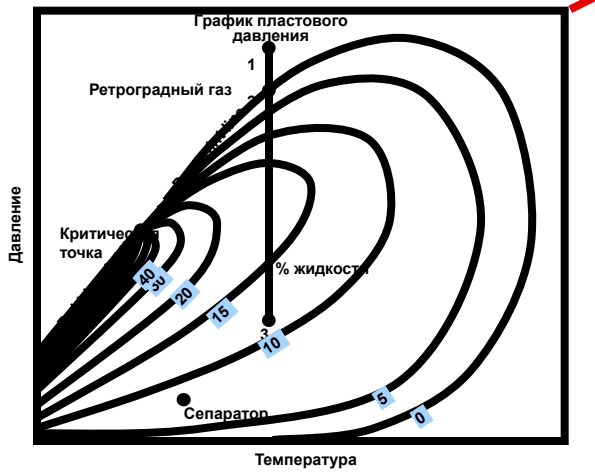
Нелетучая нефть



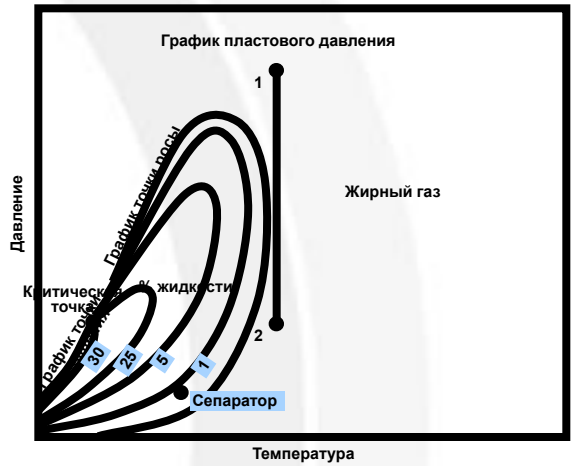
Летучая нефть



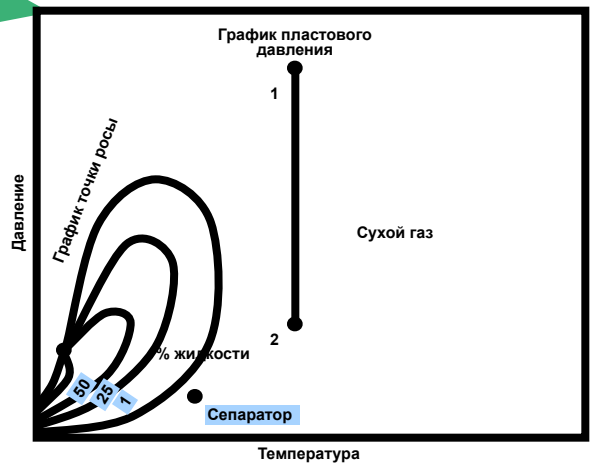
Пять пластовых флюидов



Ретроградный газ



Жирный газ



Сухой газ

Идентификация месторождений

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

* для технологических целей

Лабораторный анализ

	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Ретроградный газ	Жирный газ	Сухой газ
Смена фазы в пласте	В точке насыщения	В точке насыщения	В точке росы	He^3 меняется	He^3 меняется
Гептаны+, молекулярный процен	> 20%	20 - 12.5	< 12.5	< 4*	< 0.8*
Объемный коэффициент в точке насыщения	< 2.0	> 2.0	-	-	-

* для технологических целей

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

- 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**

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.

Свойства флюидов

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

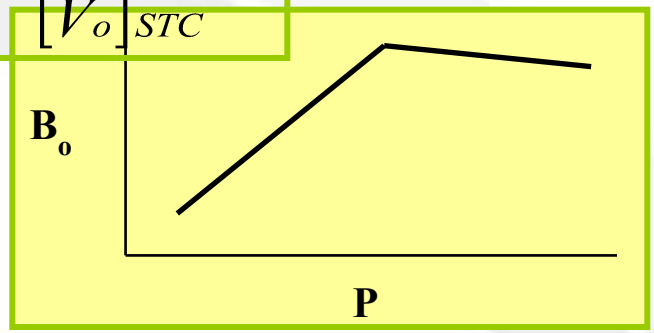
Объемный коэффициент характеризует отношение объема, занимаемого УВ жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях Vнп ,к объему дегазированной нефти Vнд

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

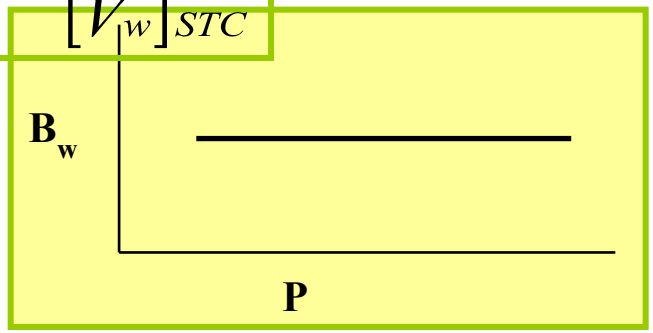
Газосодержанием называется отношение объема выделившегося из пластовой нефти газа к массе (или объему) дегазированной нефти

Свойства флюидов

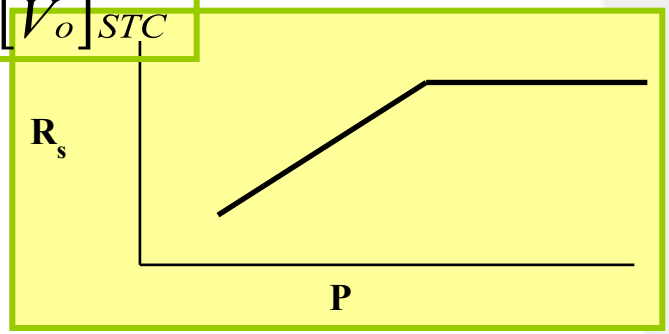
$$B_o = \frac{[V_o + V_{dg}]_{RC}}{[V_o]_{STC}}$$



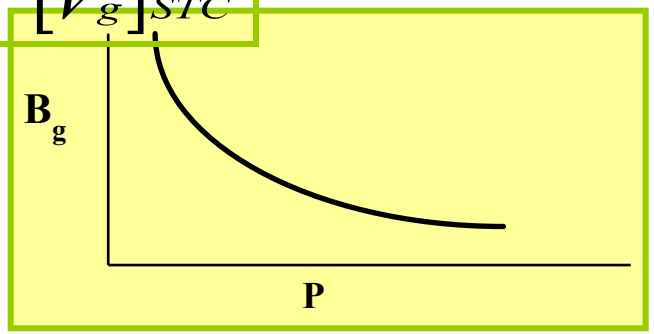
$$B_w = \frac{[V_w]_{RC}}{[V_w]_{STC}}$$



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



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



Модель BLACK OIL

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

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

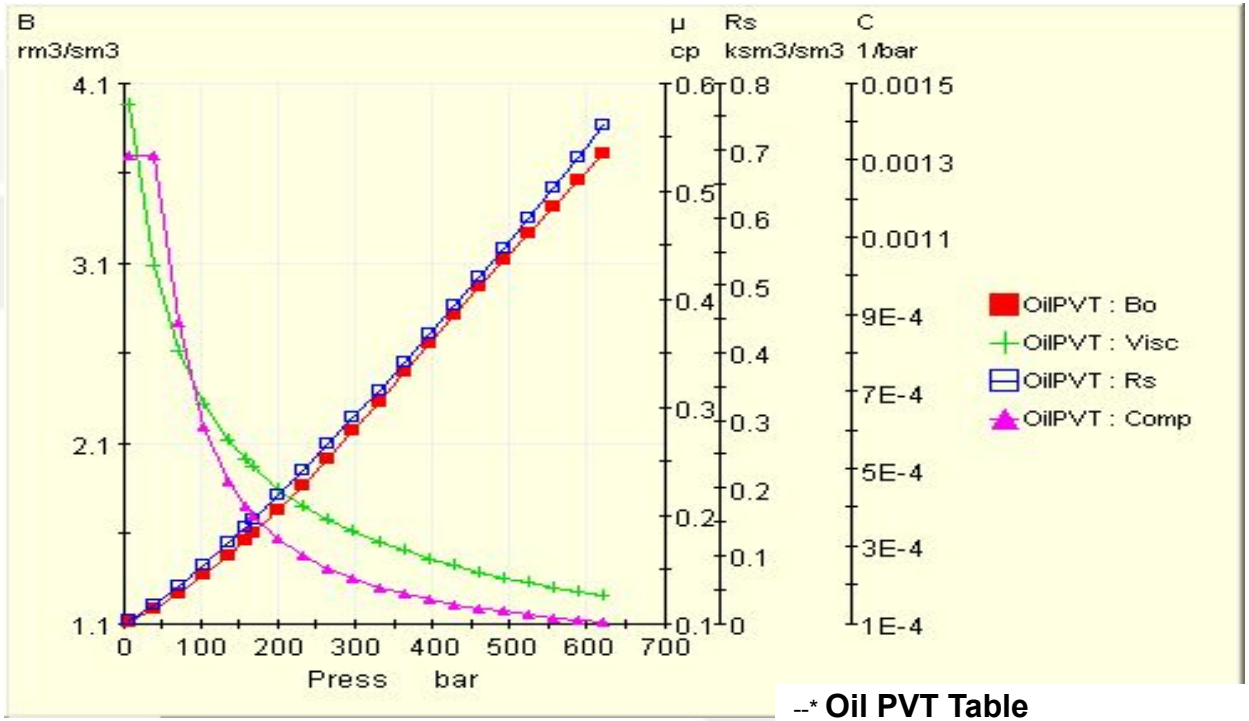
OPVT

- давление насыщения 4 газосодержание $10^3 м^3/м^3$
- 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** /

/

Задание свойств недонасыщенной нефти

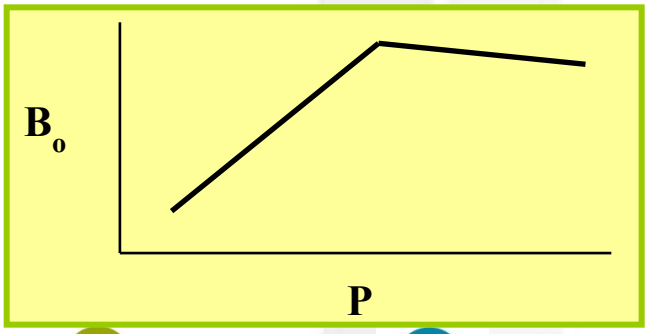
Давление насыщения пластовой нефти газом Рн - это давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти появляются первые признаки свободного газа

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

$$Co = -1/Bo(dBo/dP)$$

$$ms = 1/\mu o(d\mu o/dP)$$

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
dviscwdP 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
dviscwdP производная по давлению от вязкости воды

при давления p :

$$\rho w = denwref * [1 + comprsw * (P - Pref)]$$

$$\mu w = \mu wref * [1 + dviscwdP * (P - Pref)]$$

```
KVSP {IRRV}
P1      KM1  PVM1
/
P2      KM2  PVM2
/
...
...
Pn      KMn PVMn
/
/
```

P - Давление

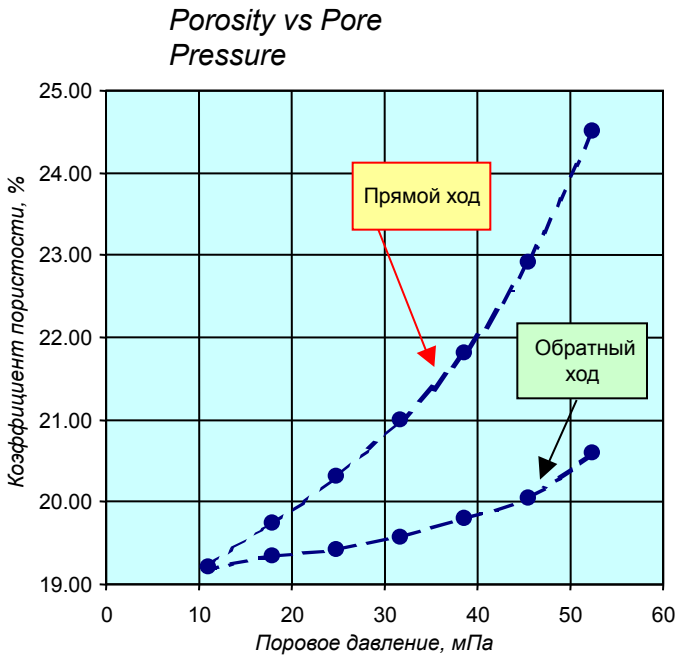
KM - Множители проницаемости, зависящие от давления.

PVM - Множители порового объёма, зависящие от давления

IRRV - Делает изменения проницаемости необратимыми

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

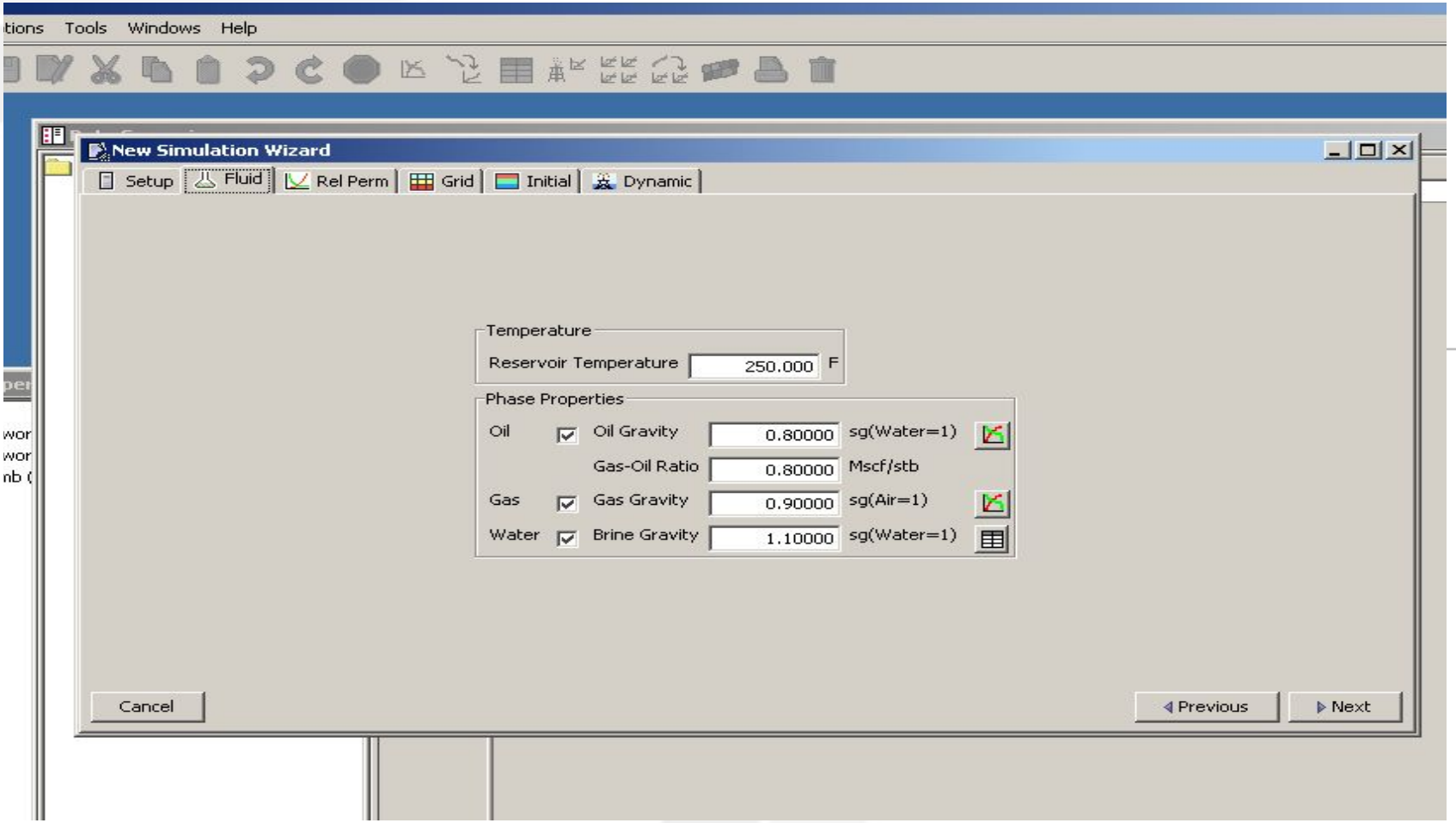
Для давлений вне диапазона, покрываемого таблицей, будет использоваться последнее (первое) значение KM в таблице.



Задание регионов:

KPTA в секции GRID

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

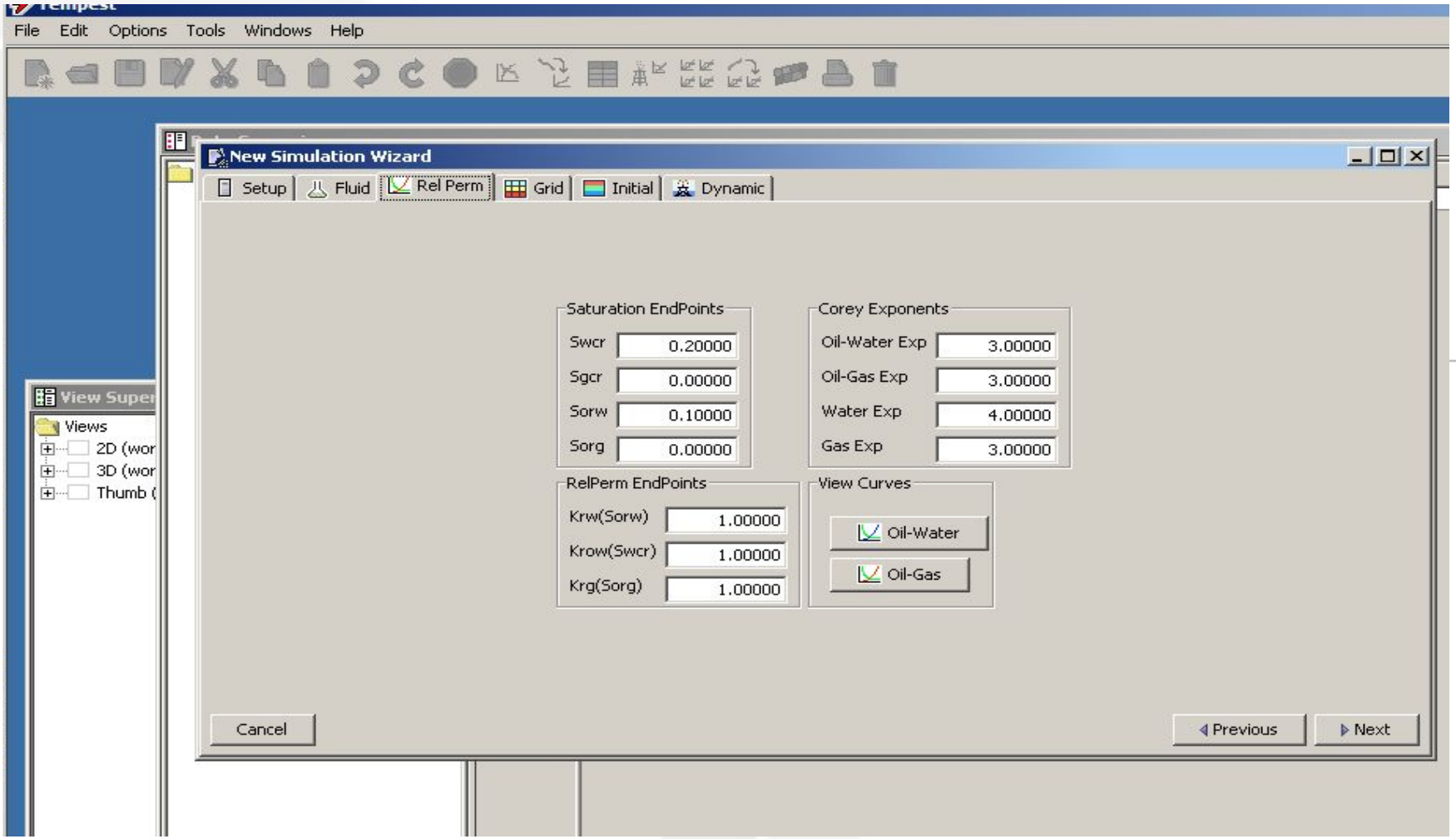
С помощью New Simulation Wizard создать новую модель.

Упражнение 2

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

Относительные фазовые проницаемости

Построение ОФП



Относительные фазовые проницаемости

в системе вода-нефть (KRWO);

в системе газ-нефть (KRGO);

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
KRGO:    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
      sw     rkw    rkow   pcow   rkwh   rkowh
       :      :      :      :      :      :
      /
```

sw –	Водонасыщенность
rkw –	Относительная фазовая проницаемость воды в присутствии нефти
rkow –	Относительная фазовая проницаемость нефти в присутствии воды
pcow –	Капиллярное давление между нефтяной и водной фазой
rkwh –	Обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости воды в присутствии нефти
rkowh -	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 /
     /
```

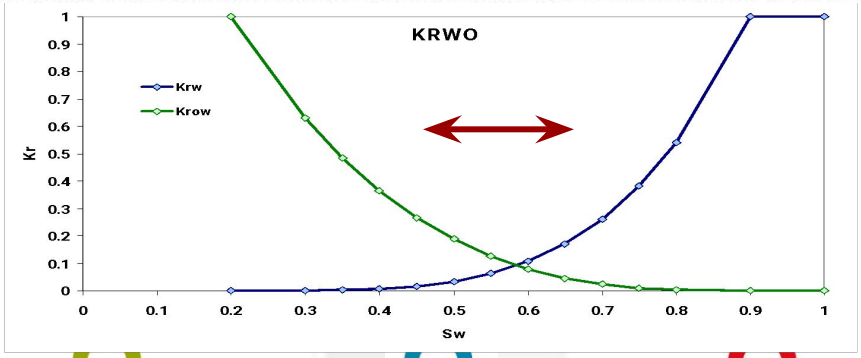
Масштабирование таблиц относительных фазовых проницаемостей

Массивы задаются в секции GRID

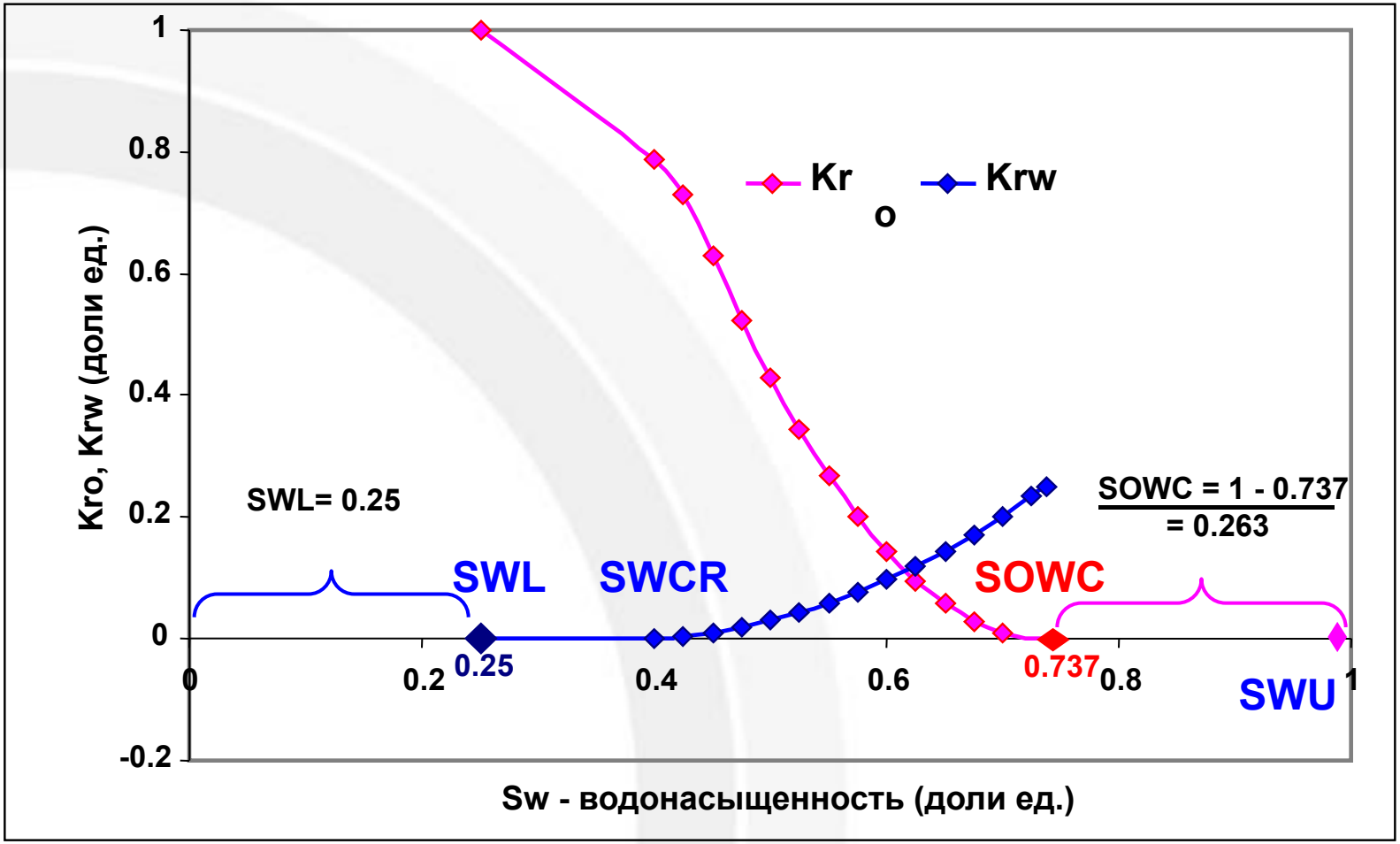
Для масштабирования концевых точек фазовых проницаемостей (end point scaling).

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 концевых точек ОФП



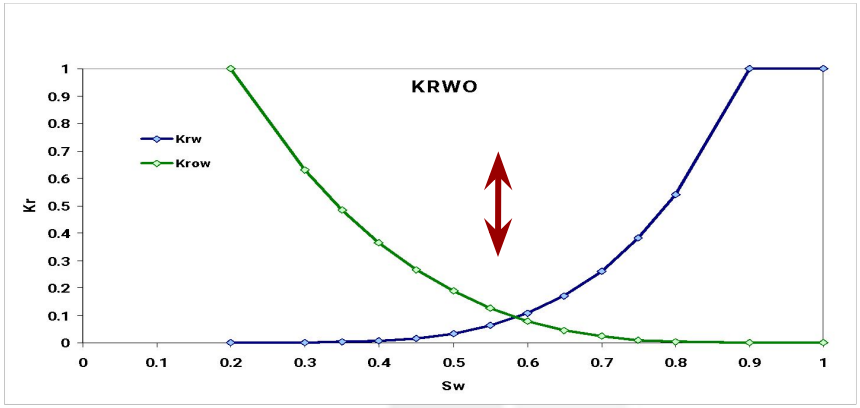
Масштабирование таблиц относительных фазовых проницаемостей

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

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



Масштабирование кривых относительных фазовых проницаемостей

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

SCAL *n*
Swcr Sowcr Sgcr Sogcr Spivot Swco

Данный вид масштабирования не связан с масштабированием концевых 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 капилярного давления в точках связанной и максимальной насыщенности.

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

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

FRPC - Фиксация капиллярных давлений

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

Направленные относительные фазовые проницаемости

KRDR [IRRV]

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

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

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

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

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

Упражнение 3.

Задать в секции RELA относительные фазовые проницаемости KRWO.

Секция Grid

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**

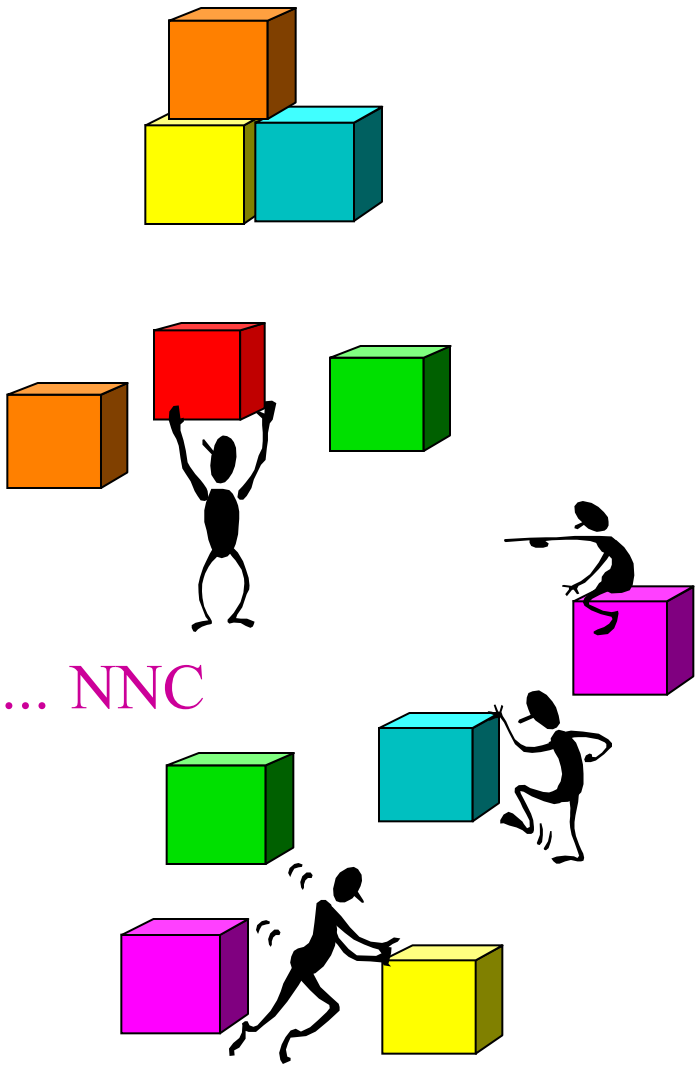
  DATU *2789 meters*

- **Определение опции печати**

  PRINt NONE MAP *array1 array2…* NNC

- **Определение области печати**

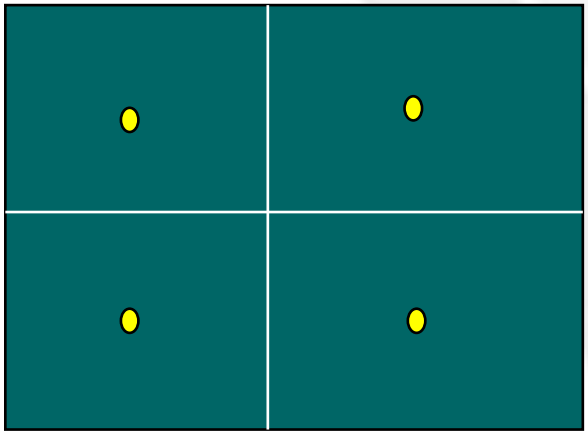
  ZONE i1 i2 j1 j2 k1 k2



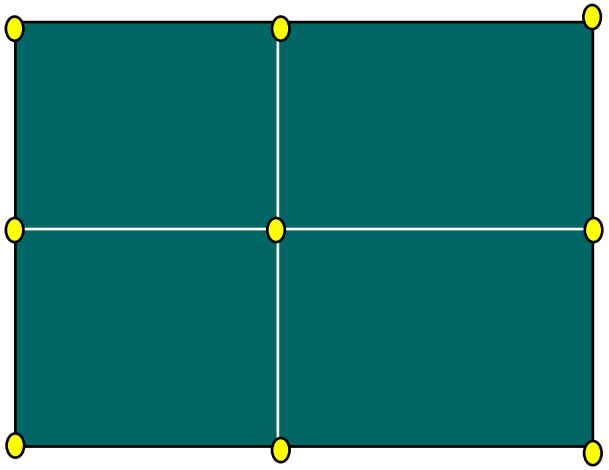
Опции секции GRID

В секции GRID: VERT BLOC
HORI BLOC

MORE переписывает все кубы в формате BLOC



Block



Point

Пример задания сетки

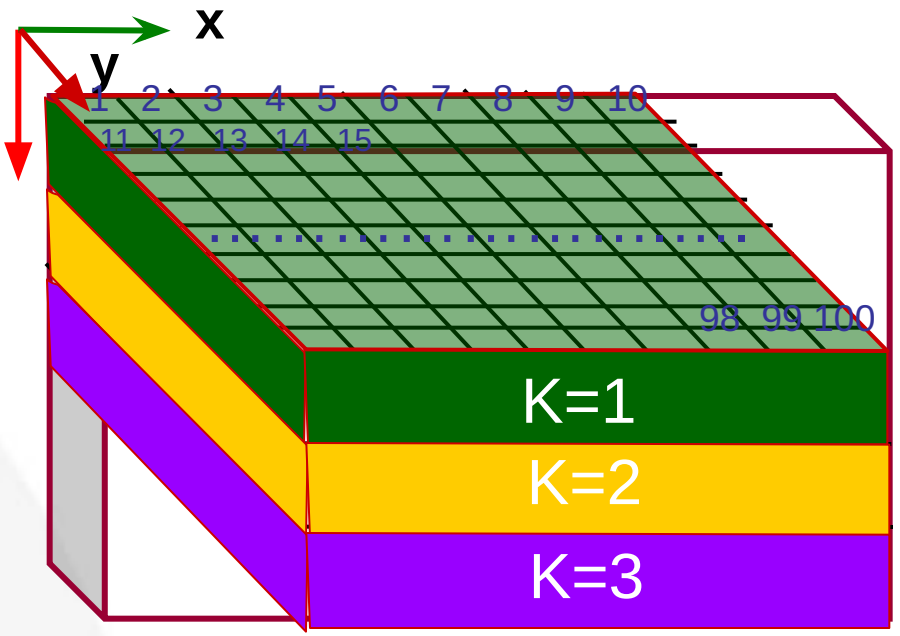
```
/=========================================
GRID DATA
/=========================================
PRINT MAP
SIZE 70 222 19 CART
HORI BLOCK
VERT BLOCK
DATUM 2370. /

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

Система координат

Ось z направлена вниз

Система координат - правосторонняя

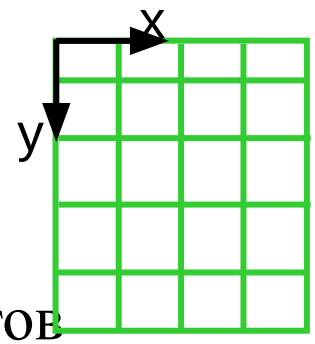


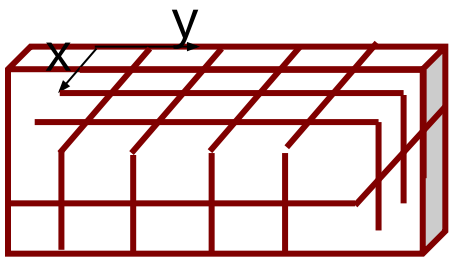
Первый слой (K=1) расположен вверху сетки. Ячейки нумеруются по направлениям x, y и z с помощью индексов I, J и K.

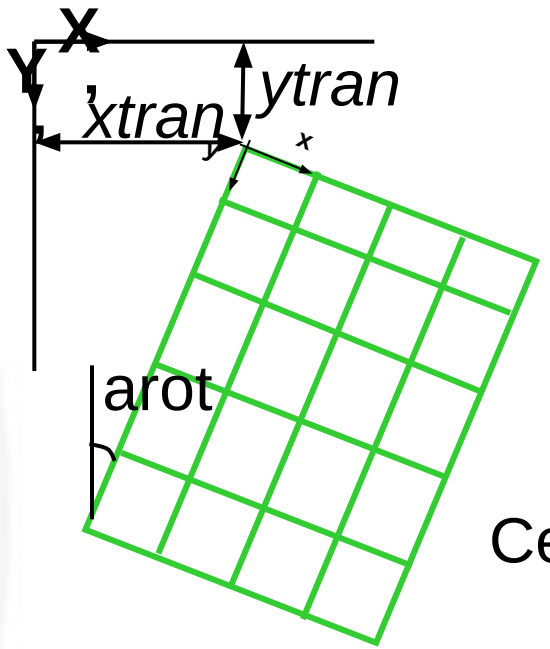
При вводе значений в модель используется так называемый “естественный” ('natural') порядок, то есть самым быстрым является x-индекс, а самым медленным z-индекс.

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







Сетка

Секция GRID

Ввод массивов

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

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

THIC - общая толщина, м;

PORO - пористость, доли ед.;

K_X, K_Y, K_Z - проницаемость по x, y, z, мД;

NET - эффективная толщина, м;

NTOG - коэффициент песчанистости;

ACTN - область активных блоков;

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

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

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

K_XN, K_YN - проницаемость по x, y - эффективная нефтенасыщенная толщина, мД/мД;

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

K_XP - проницаемость по x /пористость, мД;

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

Секция GRID

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:

$m = mo [1 + Cr (P - Po)]$, где:

mo - пористость, заданная в модели

m - пористость при давлении P

Cr - сжимаемость породы, CROC

Po - массив REFE, содержащий давление,

при котором задана пористость

ROCK - определение областей с различными типами пород;

EQUI - регионы по инициализации

TTHI - общая толщина, м;

MULX, MULY, MULZ - коэффициенты сообщаемости по x, y, z направлениям

и т.д.

Ввод параметров сетки

Ввод параметров секции Grid может быть различный 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 /
```

Ввод параметров сетки

KEYWORD OPTION
SUBKEYWORD ← По умолчанию VARI
Данные для 1 слоя
Данные для 2 слоя ← По умолчанию VARI
Данные для 3 слоя
/

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 /
```

Работа с массивами

- **Заданы только K_X и PORO**.

  по умолчанию существуют зависимости между массивами, например

  KYKX=K_Y/K_X=1 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.

Работа с массивами

- **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*

Пример: DEPT
LINE
0 500 1000 / x
0 2000 4000 / y
1280 1300 1290
1285 1310 1300
1280 1305 1295 /

- **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

K-X

INTERPOLATION

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

- **Функция пористости**

  F(PO {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

Работа с массивами

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 /

Работа с массивами

```
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 /
```

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
```

Возможные ограничения

Минимальная мощность ячейки

MINDZ

Условие создание выклинивания

PINC {ON OFF}

hmin /

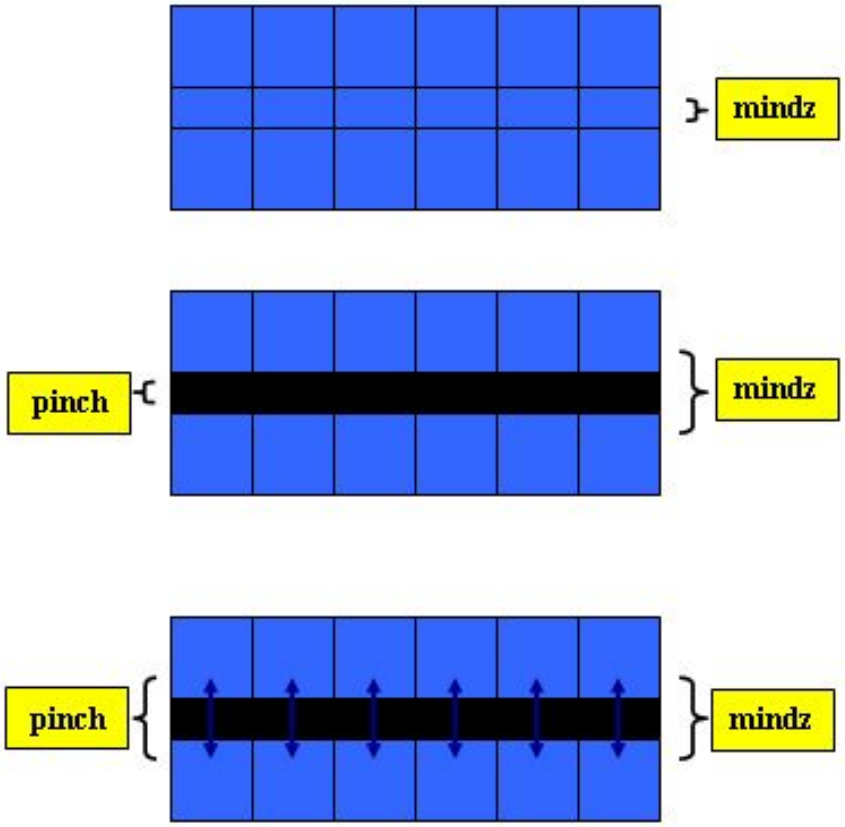
Минимально допустимый поровый объём

MINP {VALU} {MORE} **{ECLI}**

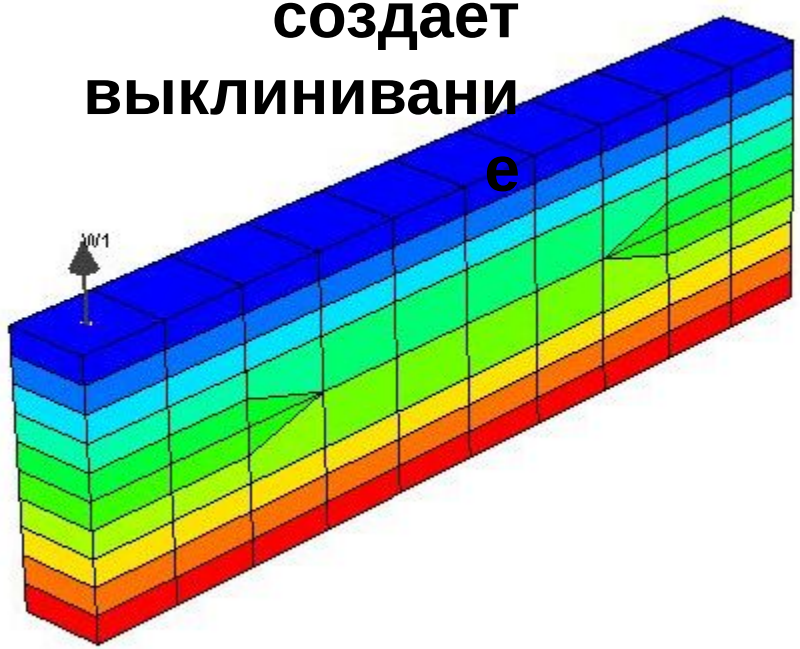
pvmin /

Создание выклинивания

MINDz, MINPv – ограничения по мощности и поровому объему



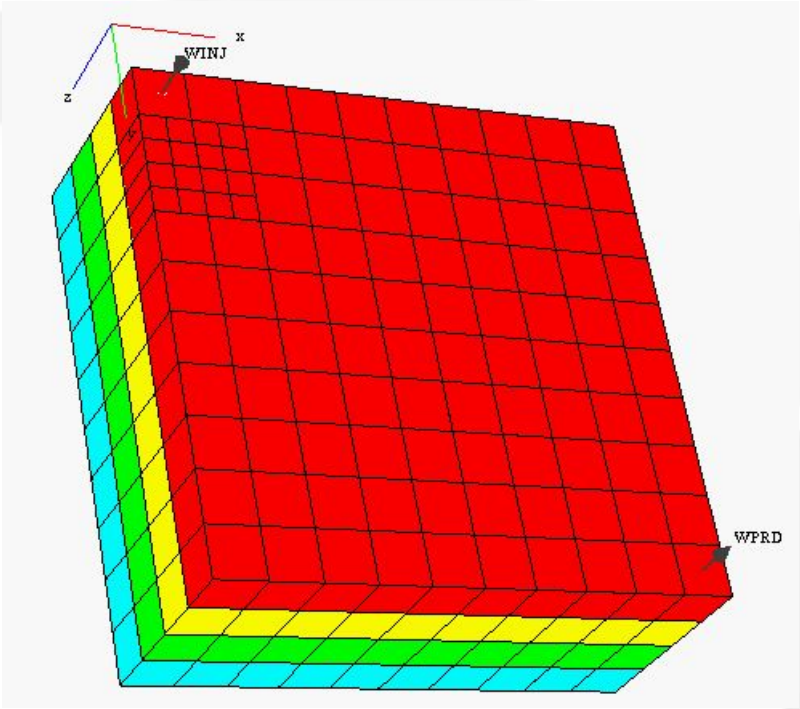
PINC – создает выклинивание



PNSW – блокирует выклинивание (MORE 6.3)

Локальное измельчение

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.

Несоседние соединения блоков

Определение

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

i1 j1 k1 i2 j2 k2 tran

/

Определение сообщаемости

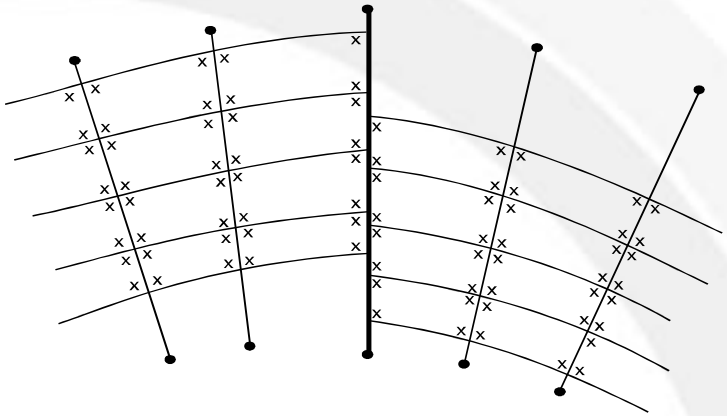
TCON ishft jshft kshft i1 i2 j1 j2 k1 k2 {UNIF} {MULT}

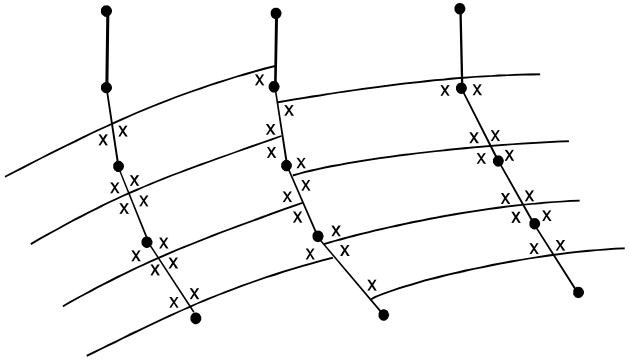
tran /

Множители сообщаемости

TMUL tmult

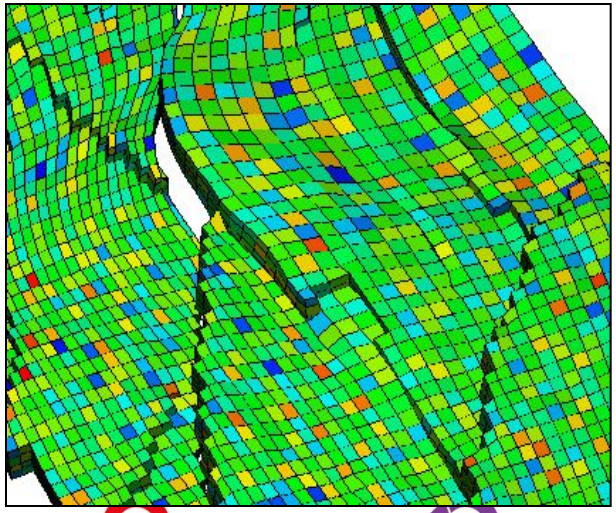
Задание разломов (вертикальные, наклонные)





Прямые разломы

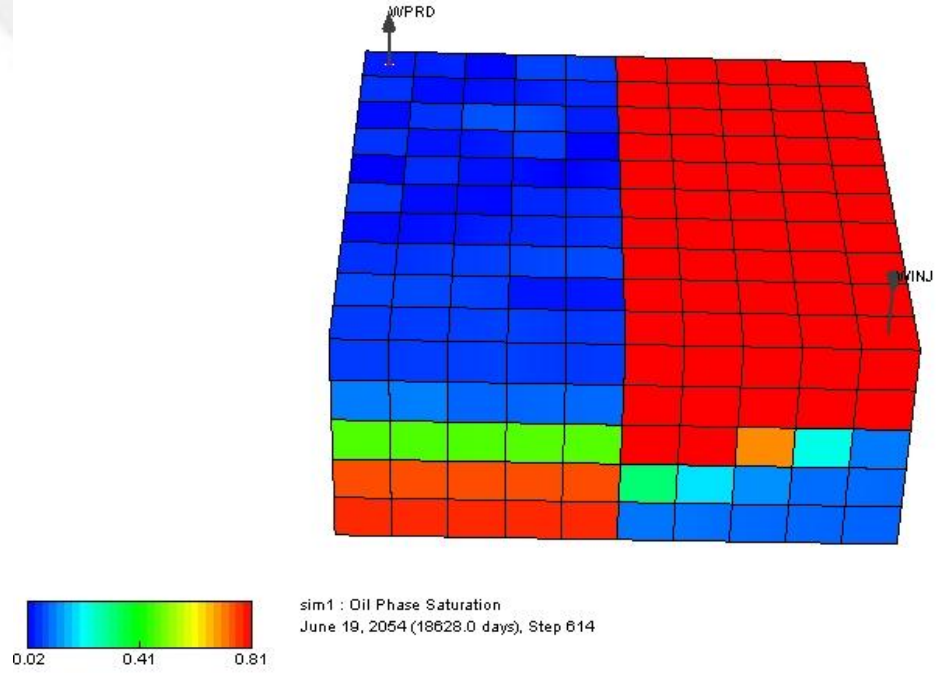
Искривленные разломы



Задание разлома

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

Множитель разлома
MULTFLT F 0 /



Задание разломов

Задание разлома

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

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

Множитель разлома

FMULT *fname xmult*

Упражнение 4

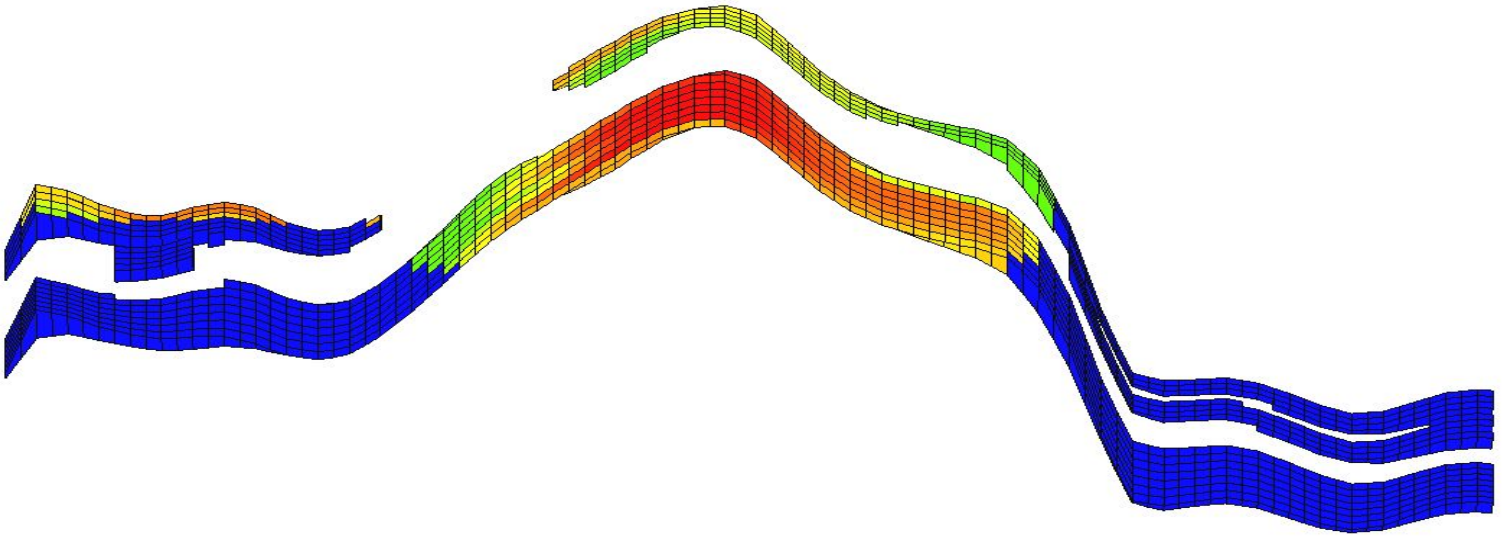
В рабочем файле задать все необходимые данные секции GRID

Инициализация

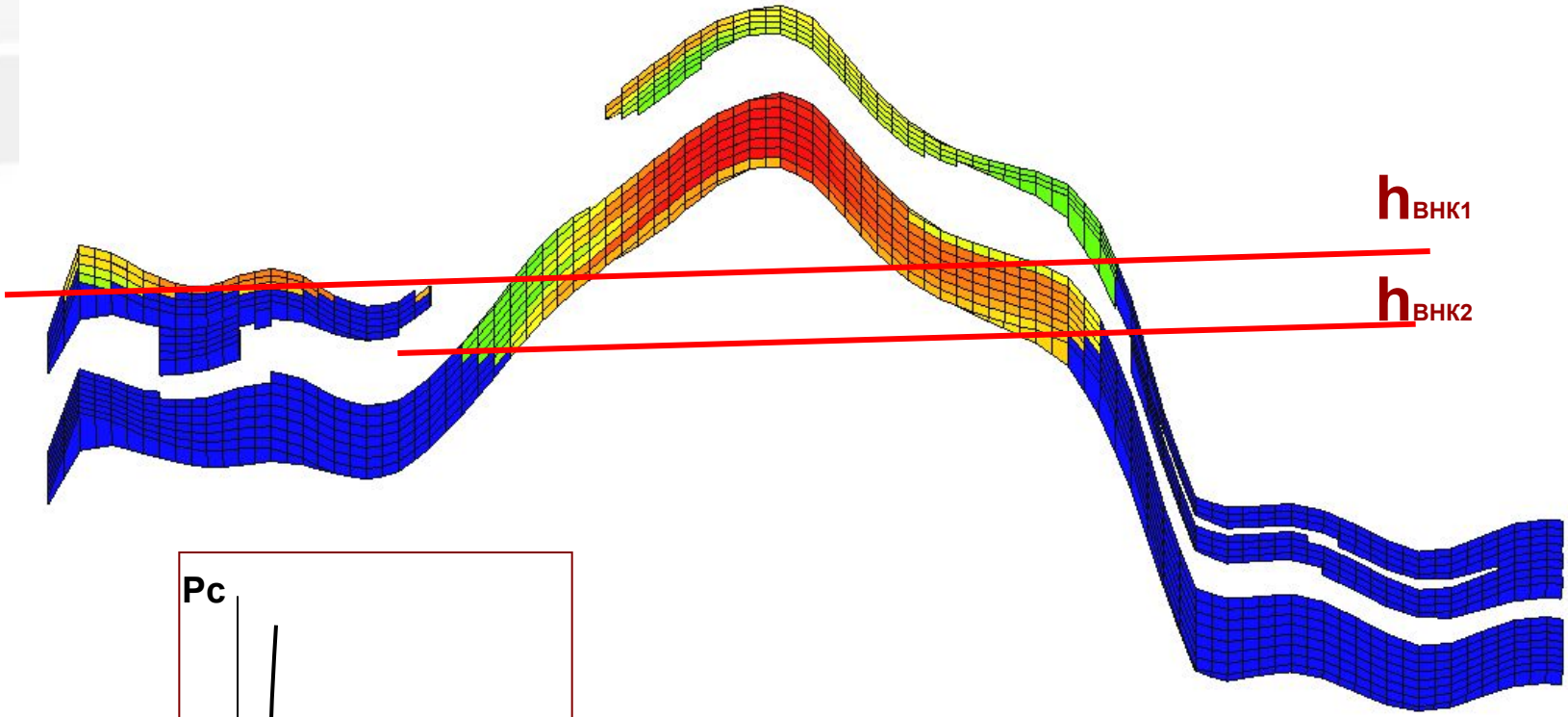
Инициализация

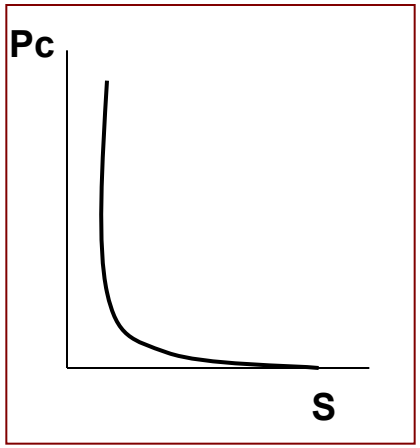
Существует два способа определения начального состояния:

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



Начальное равновесное состояние





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 /

Начальное равновесное состояние

- **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)

Начальное неравновесное состояние

- **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 LIMI FULL OFF

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

  Сдвиги Pcog считаются только для ячеек ниже газонефтяного контакта, заданного с помощью EQUI.
  Сдвиги Pcow 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.

Водонапорный горизонт (Carter-Tracy Aquifer)

Водонапорный горизонт (Carter-Tracy Aquifer)

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Задание свойств водонапорного горизонта

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

Подсоединение водонапорного горизонта

AQCO *name ixl ixu iyl iyu izl izu Face /*

грань ячейки, указать одну из x-, x+, y- ,y+ ,z- или z+

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

(Подсоединение к подошве 17-слойной модели.)

Подсоединение водонапорного горизонта на заданной глубине

AQCD *nameA depth nreg /*

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

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

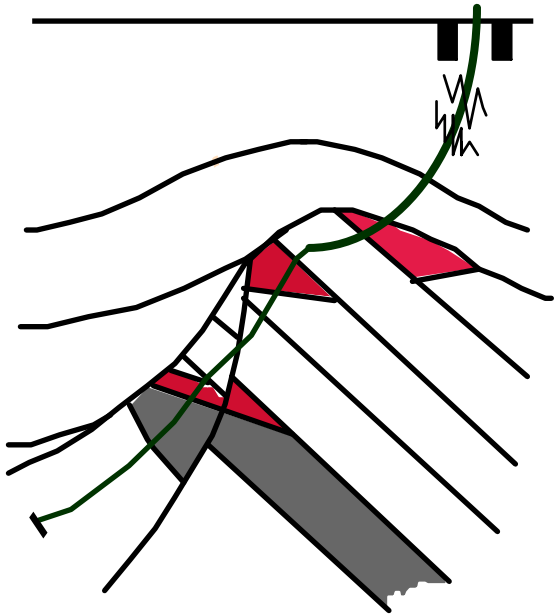
Скважины

Данные по работе скважин

История разработки

Координаты / траектории скважин

Данные по истории разработке



Прогноз

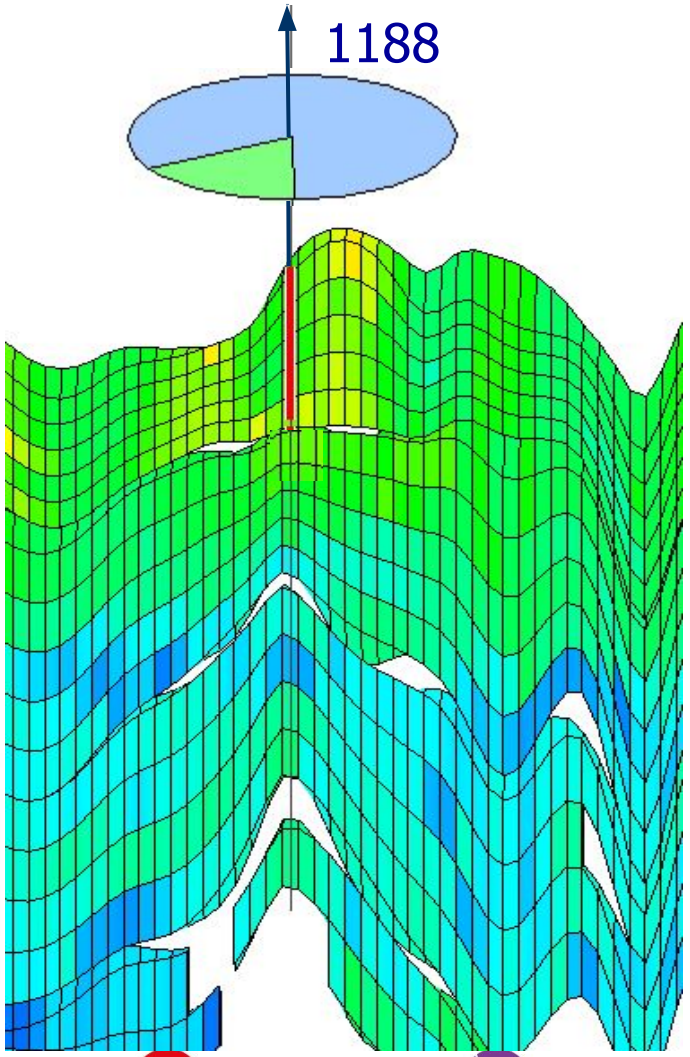
Координаты / траектории скважин

Режимы работы скважин

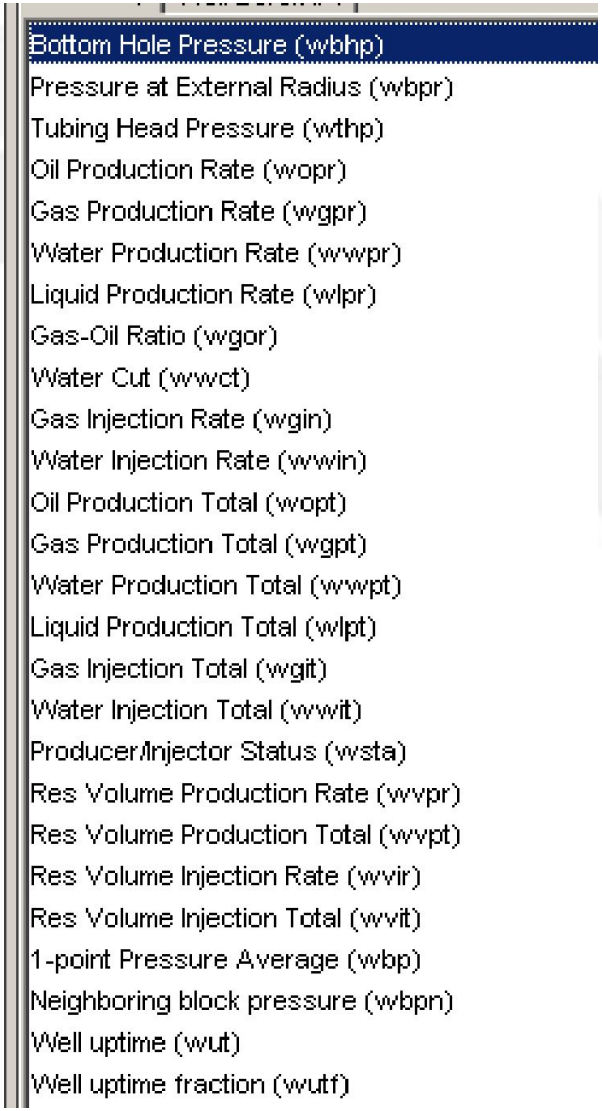
Экономические ограничения по работе скважин

Информация о скважине

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



Расчет давлений в скважинах



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:

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

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 ro . ro 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 ro, используя третье значение в подключевам слове RADI ключевого слова WELL.
- ***B) Pressure at external radius.***
- Данное давление можно использовать, если нам необходимо давление на эквивалентном радиусе ro. Но так же возможно получить давление, на каком либо другом заданном радиусе rex.
- 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=ri и r=ro, 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 rex.
- Радиус rex задаётся как третий аргумент в подключевом слове ***RADI***. По умолчанию значение rex равняется ro. В итоге получаем, что давление Pex на заданном радиусе rex получается с использованием кривой притока, экстраполированной к радиусу rex, заданному пользователем. Значение rex может быть задано, используя подключевое 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 Pxy не существует (край сетки или неактивная ячейка), то давление в ней заменяется на Pc.

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
PHIH может быть использован в качестве второго имени для PV

Draw down Pressure = P(re) - BHP

Типы скважин (верт, накл, гориз)

Типы скважин

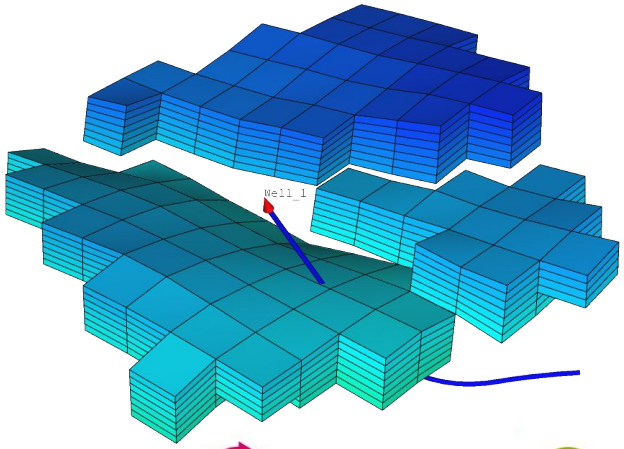
Вертикальные **Наклонные** **Горизонтальные**

Способы описания траекторий скважин в Tempest-MORE

Только для вертикальных скважин:

LOCA – координаты скважины

ZONE – перфорация



Для любых типов скважин:

Географические координаты

TFIL (TTAB) – траектория скважины

COMP – перфорация

Events – события

По блокам сетки

CIJK – траектория + перфорация

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)

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 …. /

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.*

Задание траекторий скважин в географических координатах

Описание траектории скважины

TFILE {NORO}

'trackwellA.trk' /

TTAB {NORO}

wellname Xloc Yloc Zloc MD

: : : : :

/

ENDT

```
-- 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 скважины

Несколько интервалов перфорации,

многозабойные 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).

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.

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.

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.

Расчет сообщаемости скважина-пласт

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

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

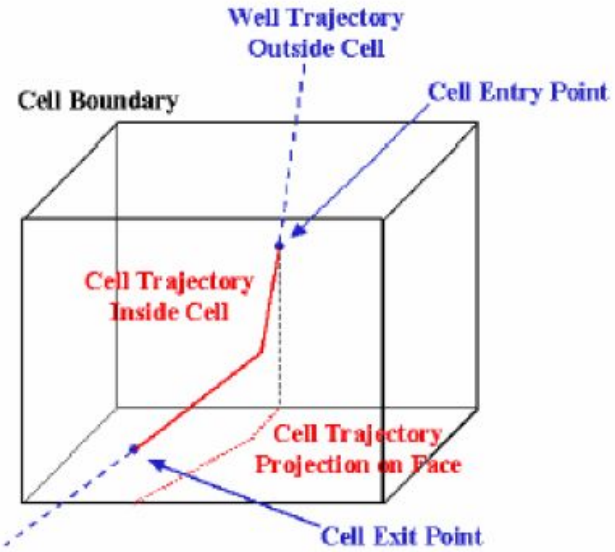
h_l - мощность интервала перфорации в блоке l.

f_l - множитель для перфорации в блоке l.

r_{ol} - эквивалентный радиус блока l.

r_w - радиус скважины.

S_l - скин - фактор в блоке l.



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

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.

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

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.

SHUT Глушит скважину

STOP Останавливает скважину

PROD Устанавливает скважину как добывающую

INJE Устанавливает скважину как нагнетательную

DREF Устанавливает относительную глубину забойного давления

PREX Задает внешний радиус

XFLO Предотвращает или разрешает перетоки по скважине
OFF, ON

BHPT Устанавливает значение забойного давления

THPT Устанавливает значение устьевого давления

DRAW Задает понижающее значение

```
ETAB
      P-1
      0 DRAW 3 --Устанавливает значение снижения в 3psi
      500 DRAW 3 OFF --Удаляет значение снижения

ENDE
```

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

Определение групп

GROU gname [FRAC value] well1 well2 ...

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

ETAB

III date **VREP** PPP 1.0 /

ENDE

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

Компенсация отборов

Регулирование закачки для достижения компенсации отборов

VREP grpProd grpInje factor

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

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

factor – фактор регулирования компенсации

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 показательо

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 /
```

Периодичность проверки включения скважин

TEST *twtinc* {MONT YEAR DAYS}

Задание первого временного шага

DELT *delt* {MONT YEAR DAYS}

Параметры контроля временного шага

DTMX *tunit1 tunit2*

t deltchgtol cftol

□ □ □ □

/

DTMX: *YEAR MONT CHGT CFL*

0 1.0 0.05 1.5

2 2.0 0.10 1.5

/ end of table

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.

Частота вывода данных

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

STOR {viso, visg, visw, kro, krg, krw, mobo, mobg, mobw, deno, deng, denw, pcgs, pcgs, 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 Сдвижка 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

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Адаптация модели по истории разработки

Адаптация модели по истории разработки

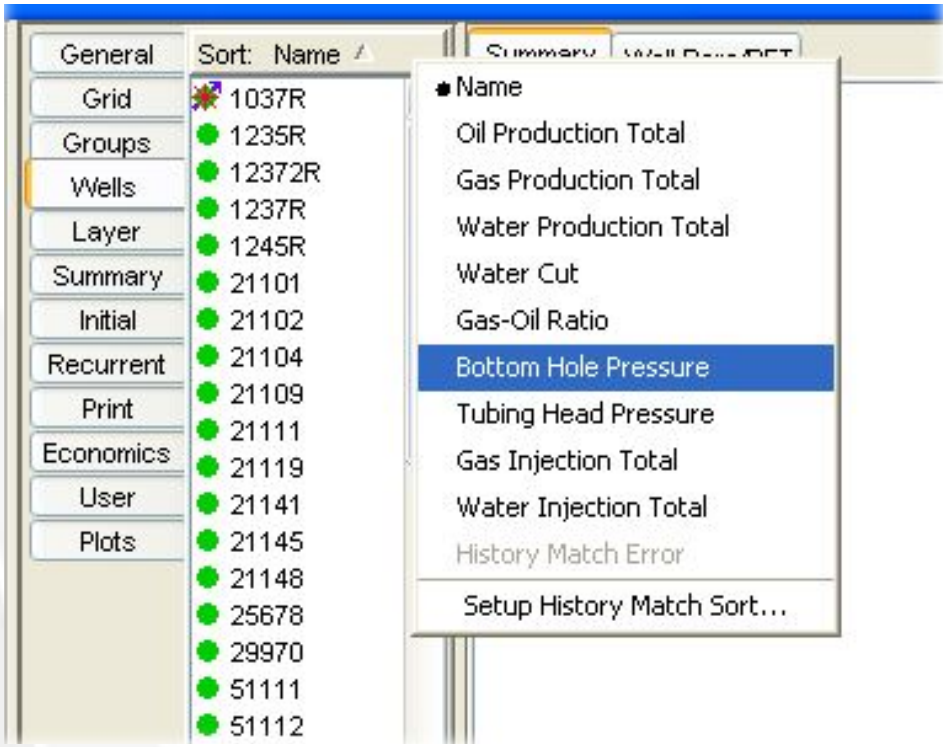
Основные этапы адаптации. ЧАСТЬ 1.
Оценка сходимости фактических и расчетных показателей.

- 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

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

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)

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.

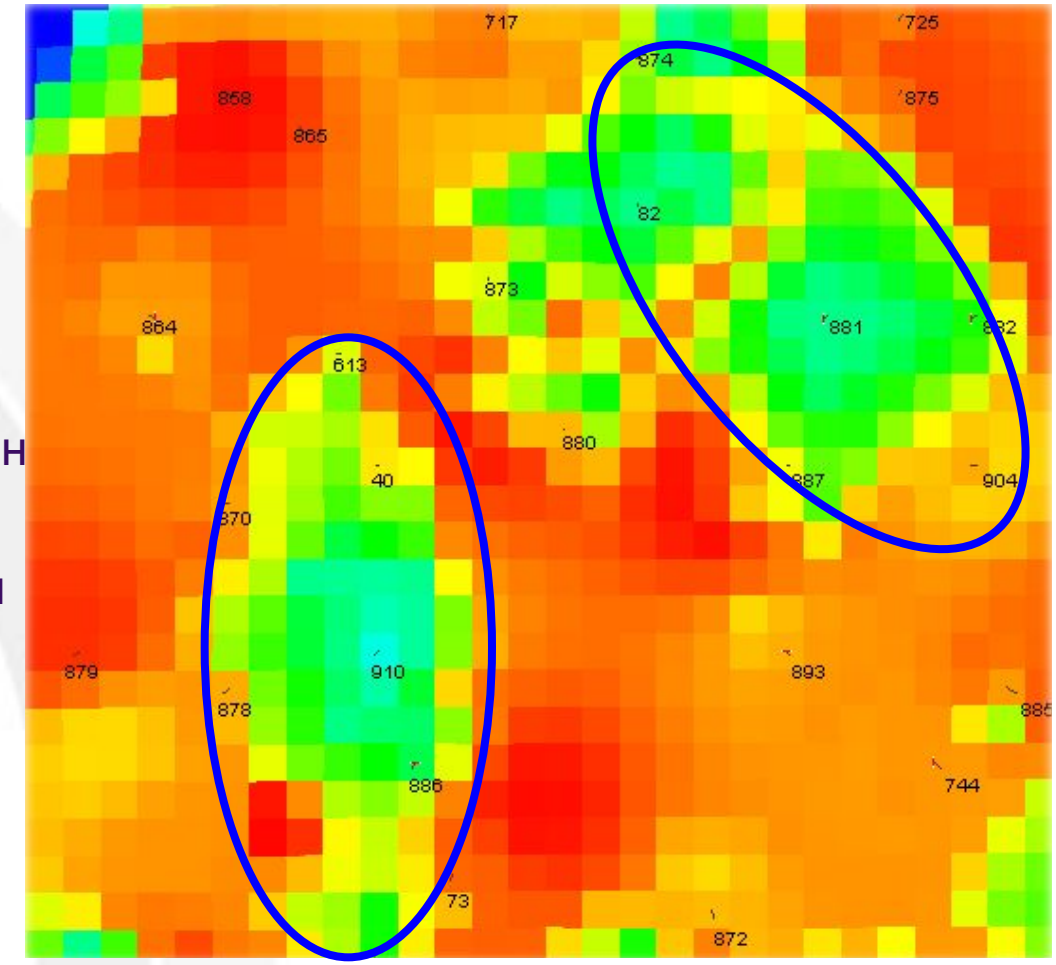
Описание нескольких типов пород

```
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
```

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.

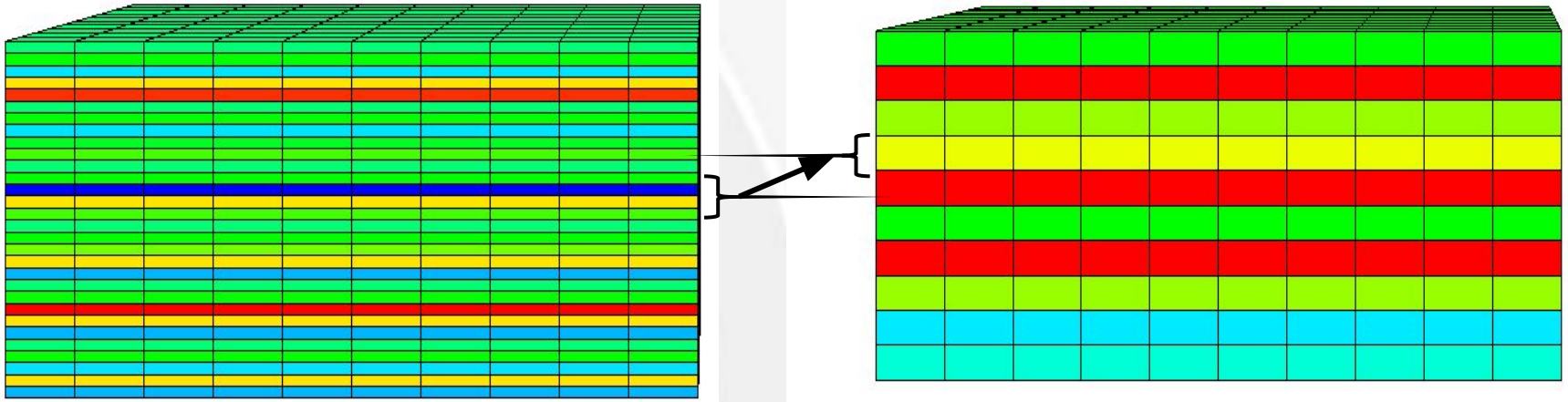


Адаптация модели по истории разработки

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

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

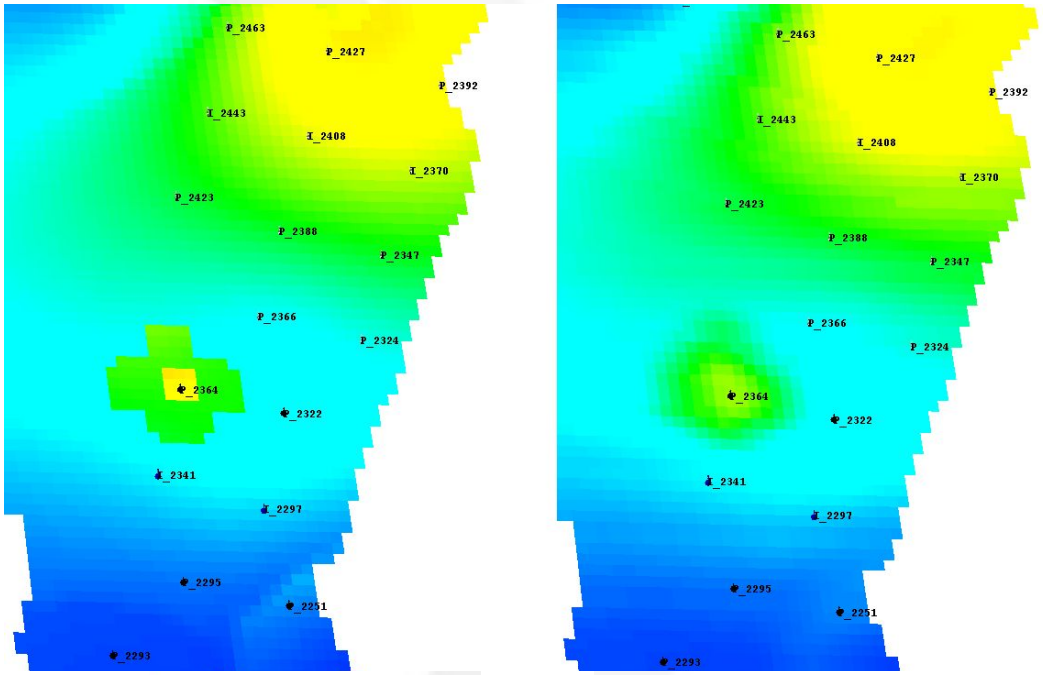
PERMZ



Адаптация модели по истории разработки

- **Анализ и корректировка геологической основы модели**

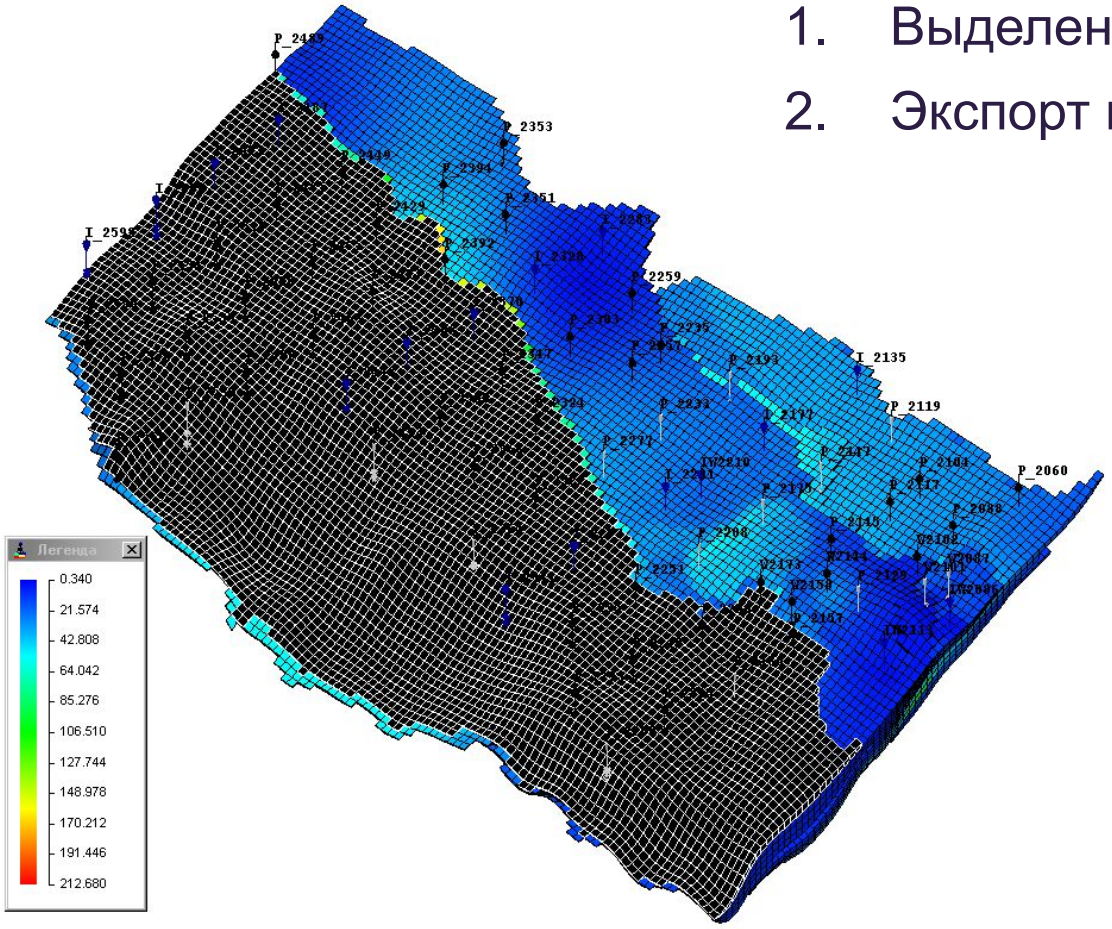
Модификацию статических свойств сетки, таких, как например проницаемость, можно осуществлять не только с помощью ключевых слов (MODI), но и в программном комплексе ResViewII. Функциональность ResViewII позволяет снизить временные затраты на адаптацию и получить более гладкое поле модифицированного свойства.

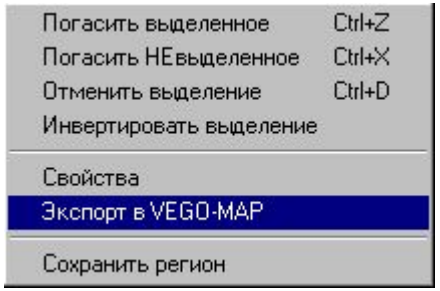


Адаптация модели по истории разработки

- **Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII**

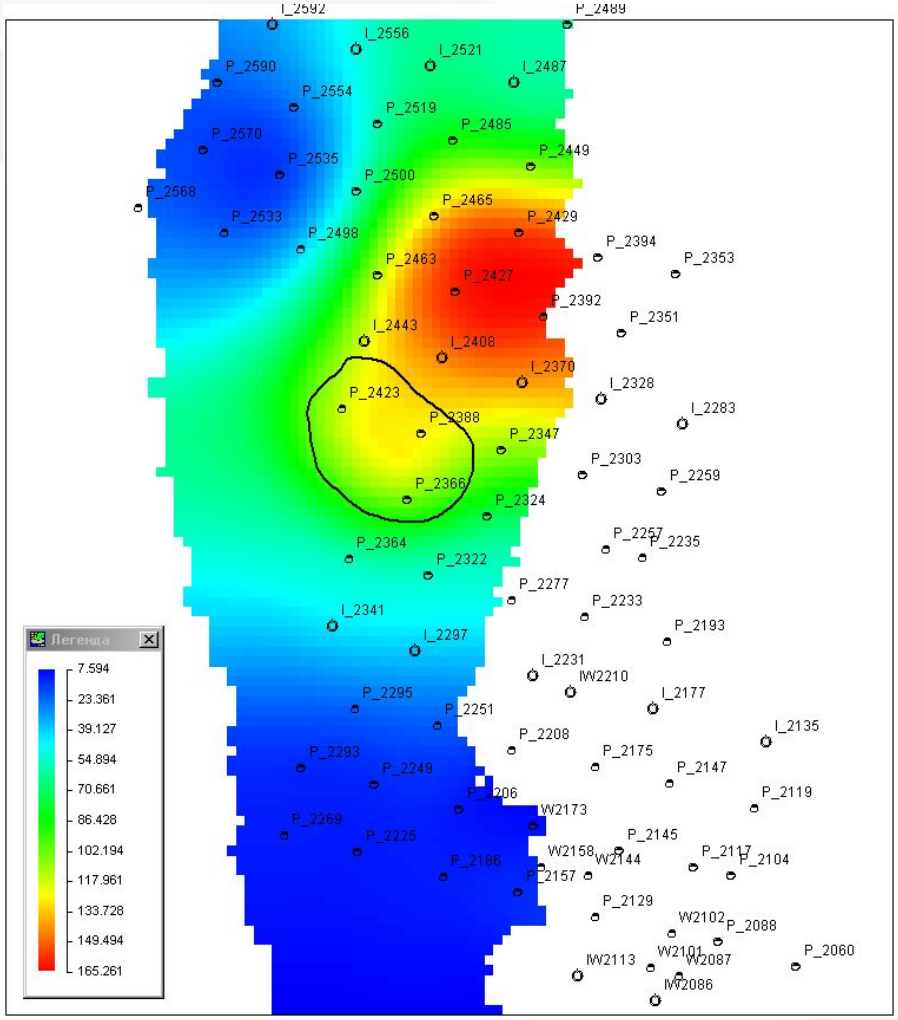
1. Выделение региона для модификации
2. Экспорт в ResViewII-MAP



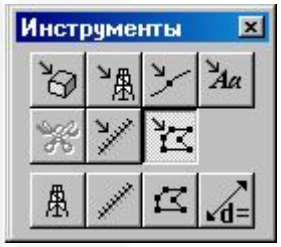


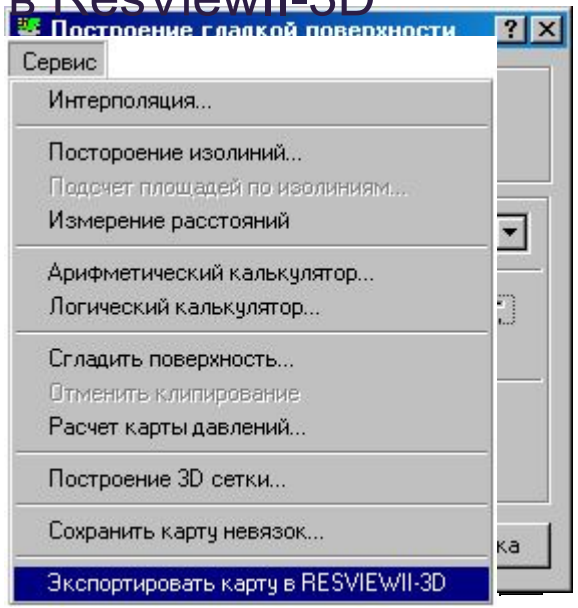
Адаптация модели по истории разработки

- **Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII**



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

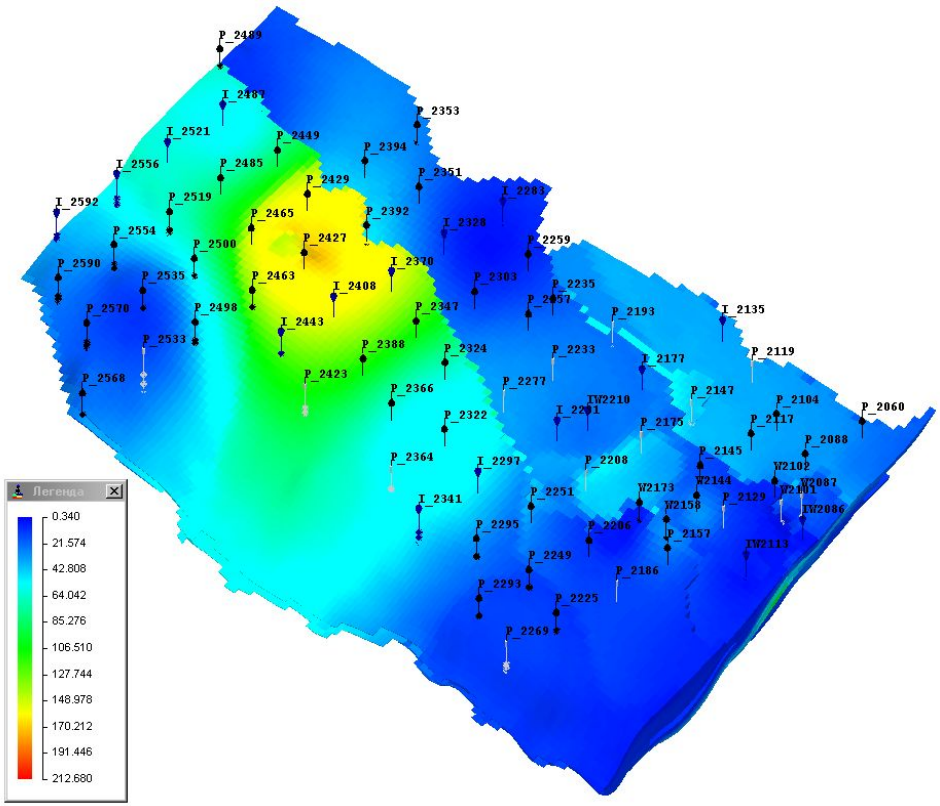




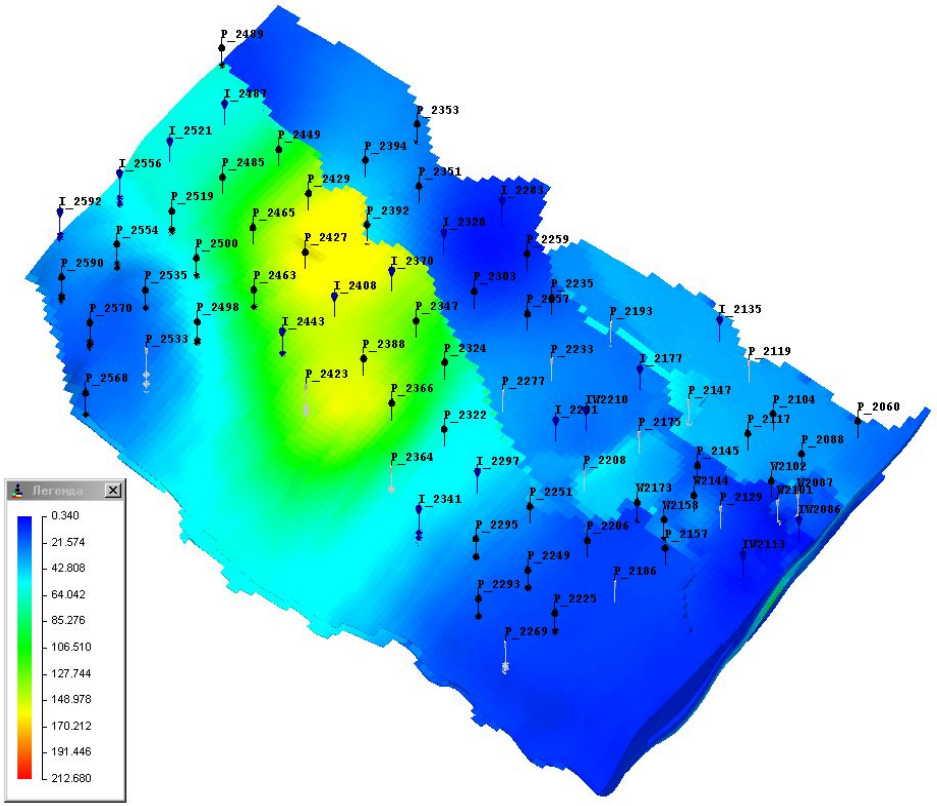
Адаптация модели по истории разработки

- **Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII**

Исходное поле проницаемости

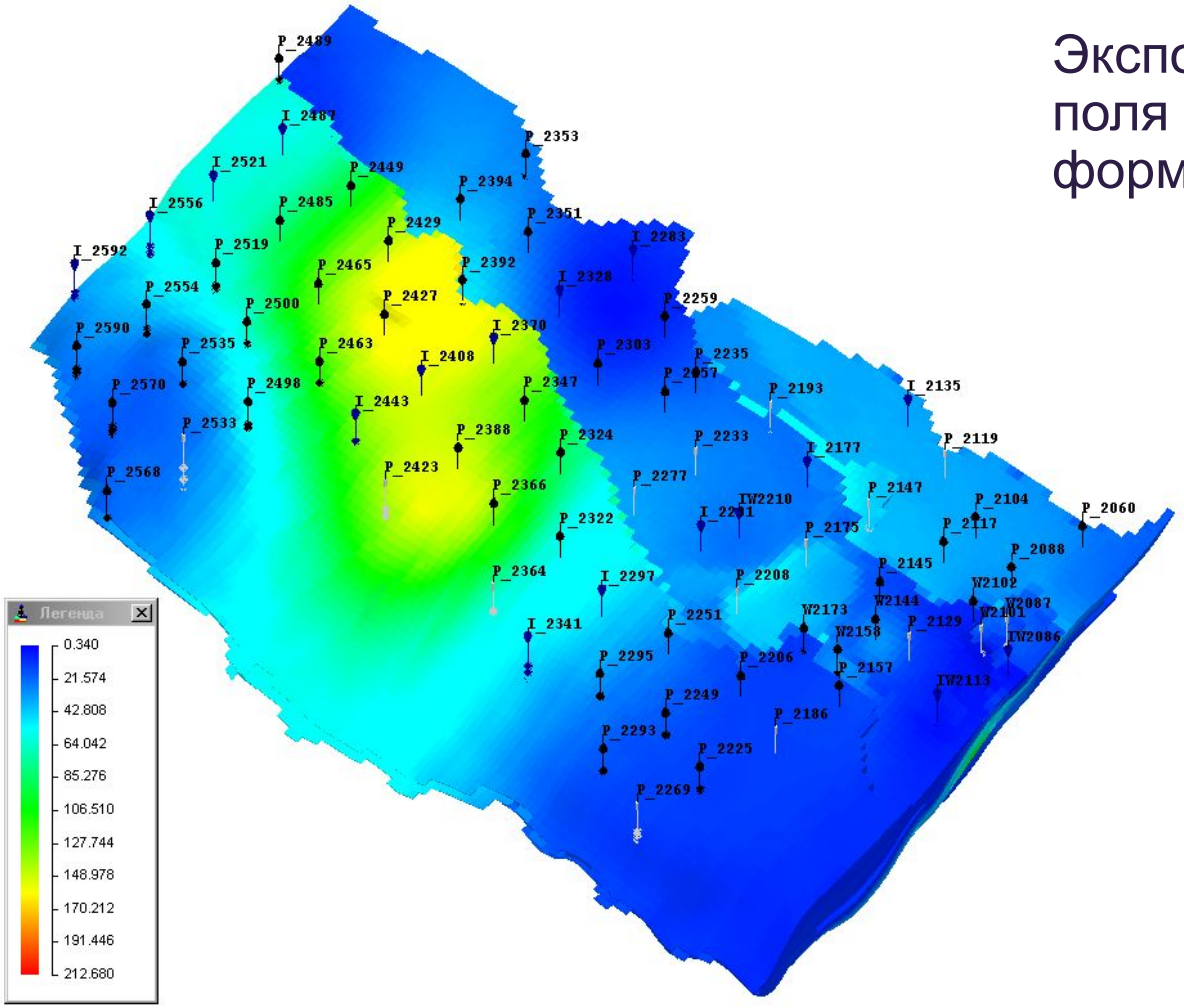


Модифицированное поле проницаемости

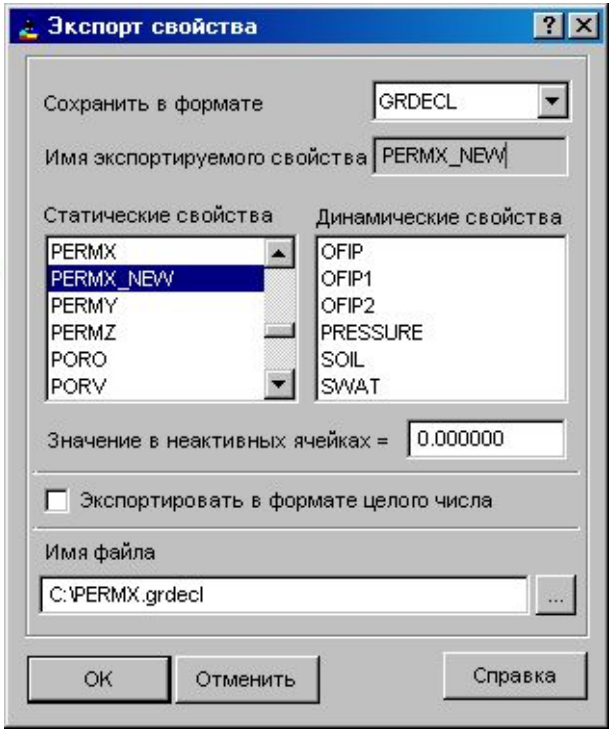


Адаптация модели по истории разработки

- **Анализ и корректировка геологической основы модели в ResViewII**

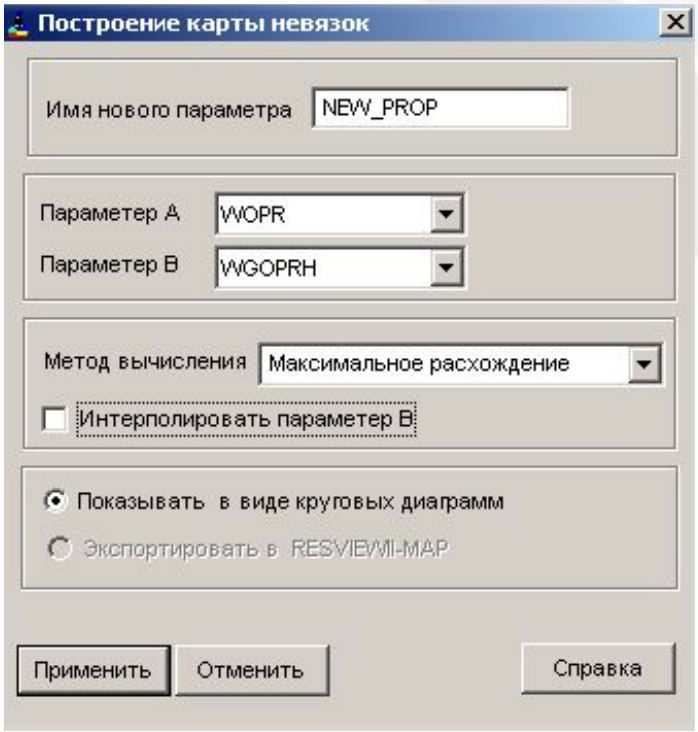


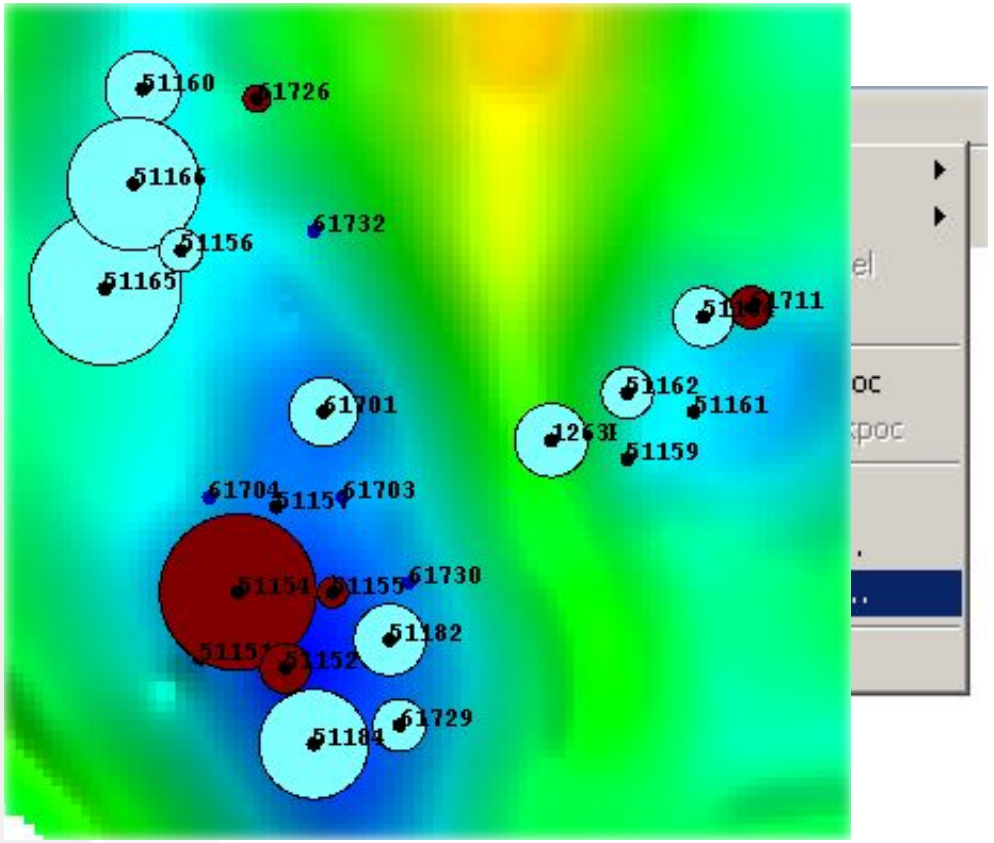
Экспорт модифицированного поля проницаемости в формате GRDECL



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.





Адаптация модели по истории разработки

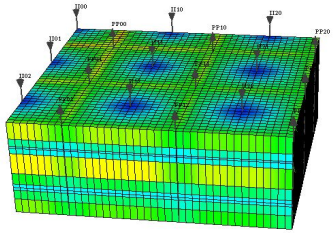
Еще одним параметром для адаптации по скважинам, кроме добычи нефти и воды, служит забойное и пластовое давление, если таковые имеются в наличии. Заметим, что поскольку замеры являются суточной информацией, а дебит добыча и закачка усреднены на месяц, то заведомо будет несоответствие факта и расчета. 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 зацикливаться на определенных параметрах, а пытаться смотреть на модель шире*.

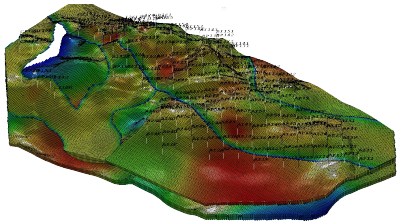
Результаты расчетов

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

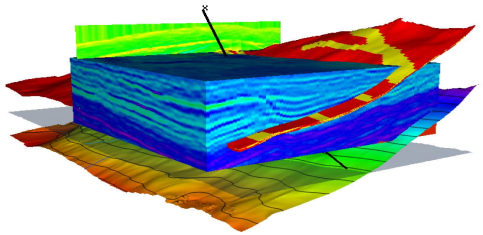
TEMPEST
Пакет гидродинамического моделирования



ResViewII
Программный комплекс анализа и мониторинга разработки

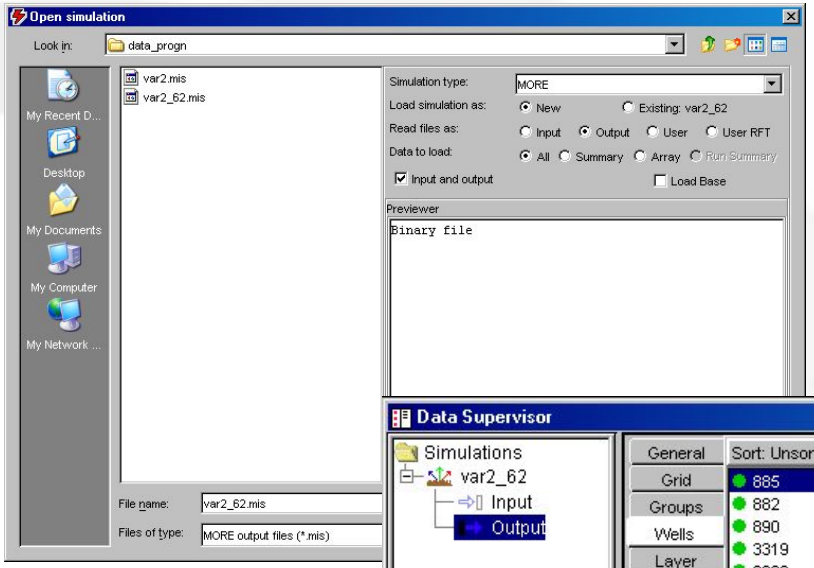


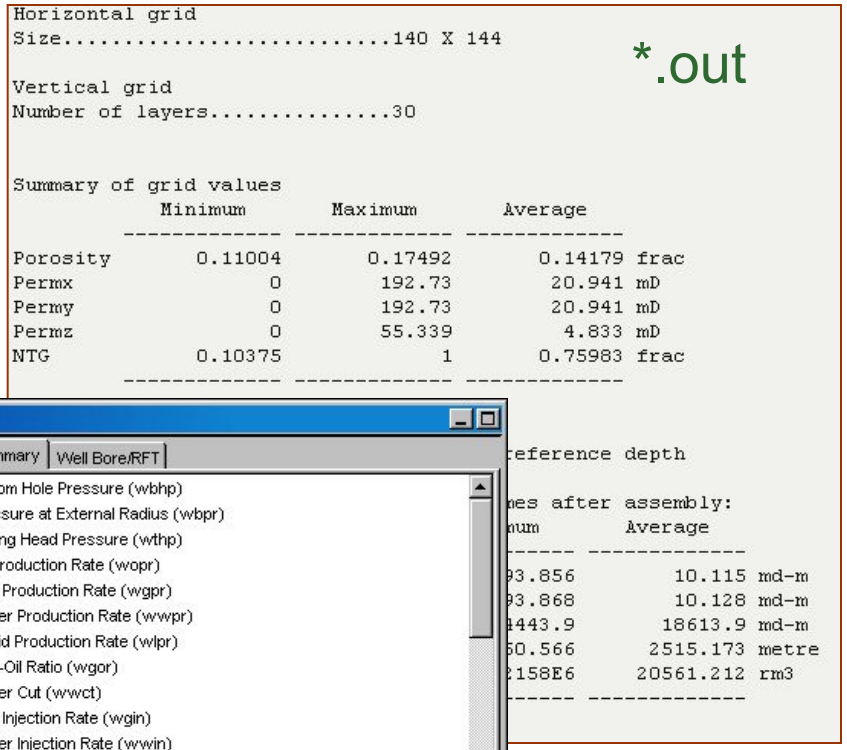
IRAP RMS
Программный комплекс построения детальных геолого-технологических моделей

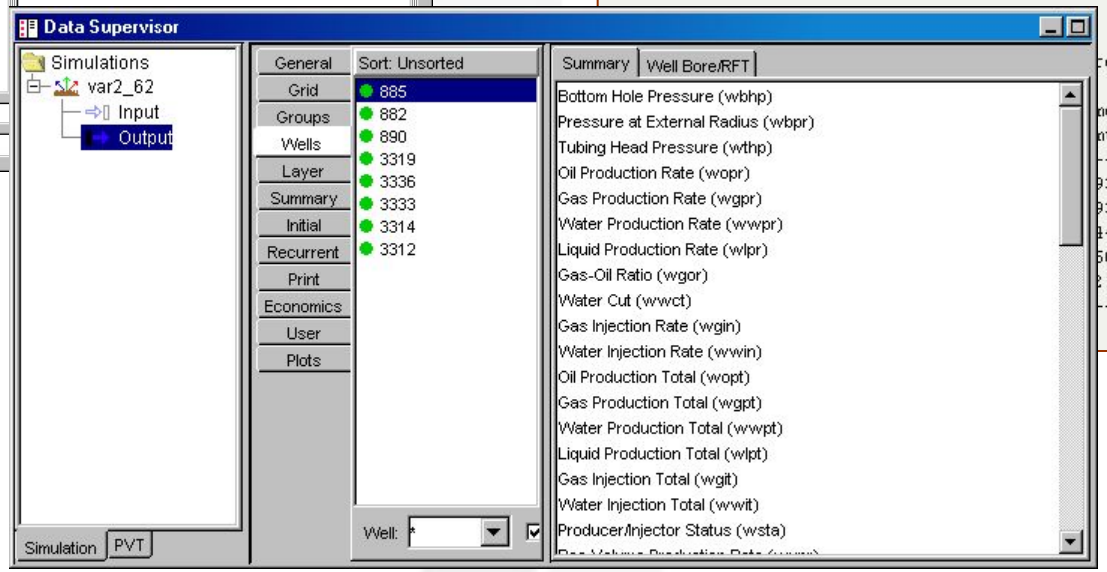


Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

Загрузка результатов расчетов:

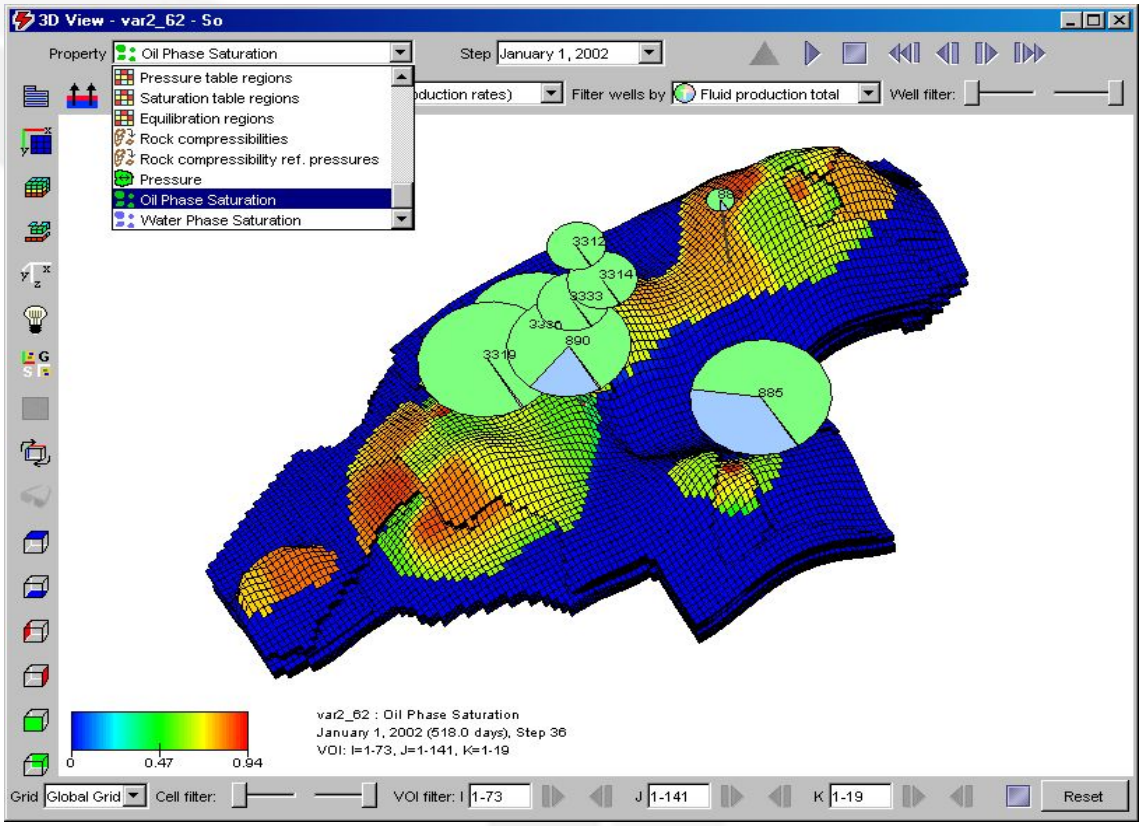






Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

Анализ 3D статических и динамических массивов

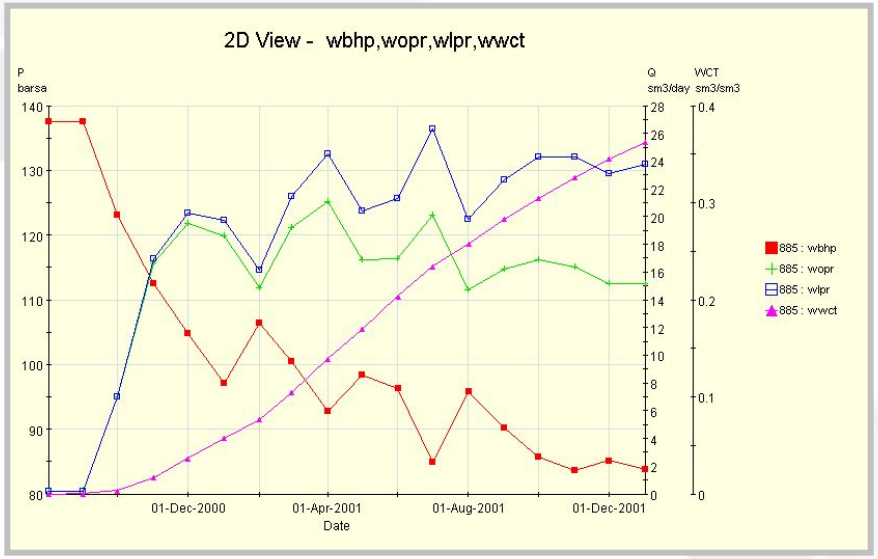


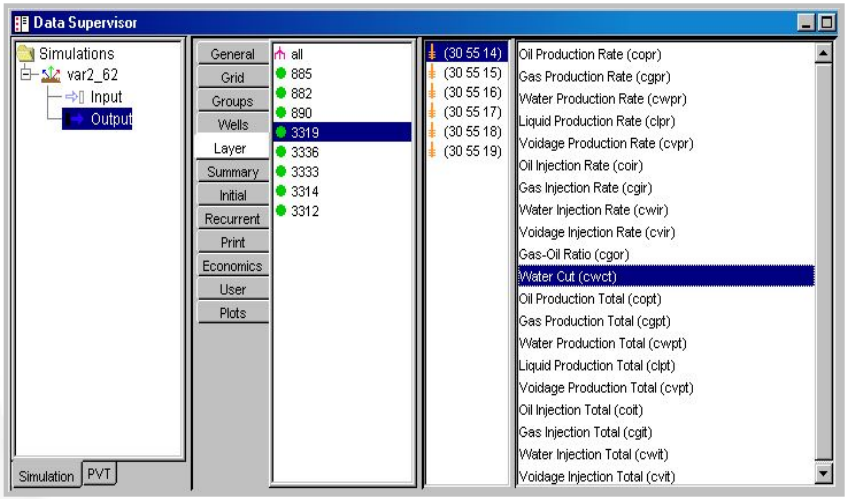
ARRA {DAYS MONT YEAR **DATE**} EQUA END

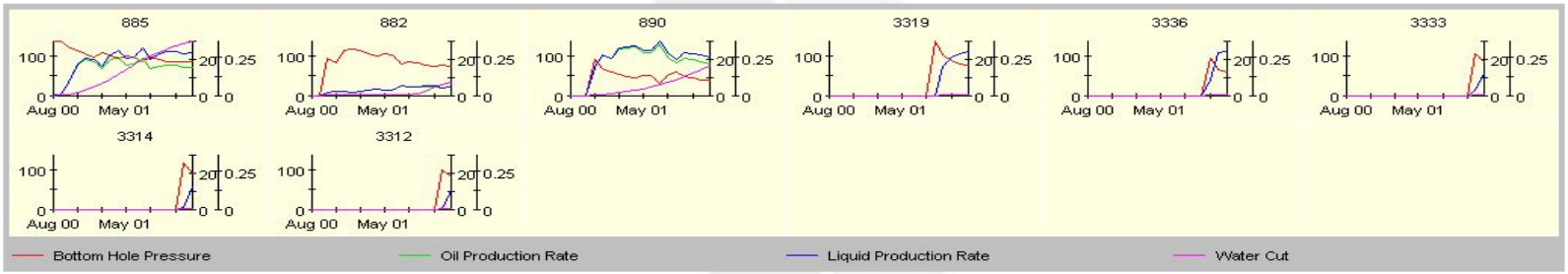
time1 time2 ... /

Визуализация результатов расчетов в TEMPEST

Анализ 2D графиков технологических показателей

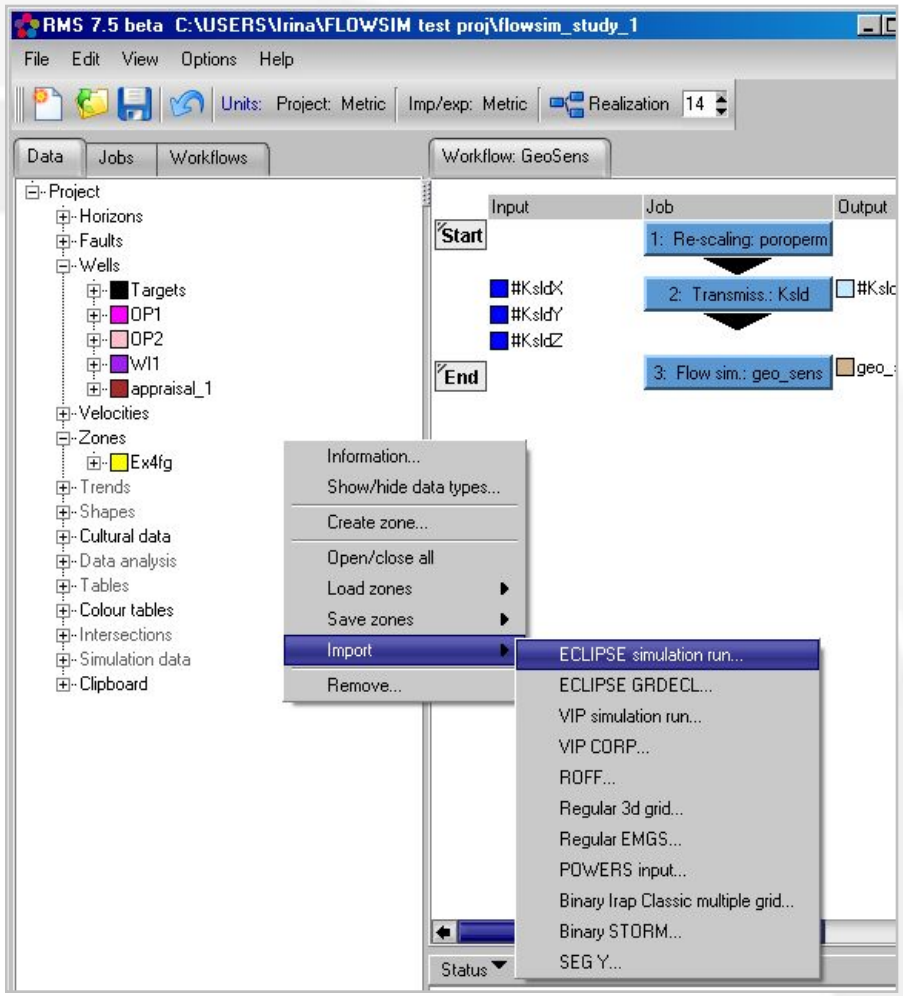






RATE *tprinc* {**DAY** MONT YEAR}{EXACT}
{STAT}{FIELD}{GROUP}{WELL}{SLIM}{CRAT}{LRAT}

Визуализация результатов расчетов в Irap RMS



Импорт данных в Irap RMS

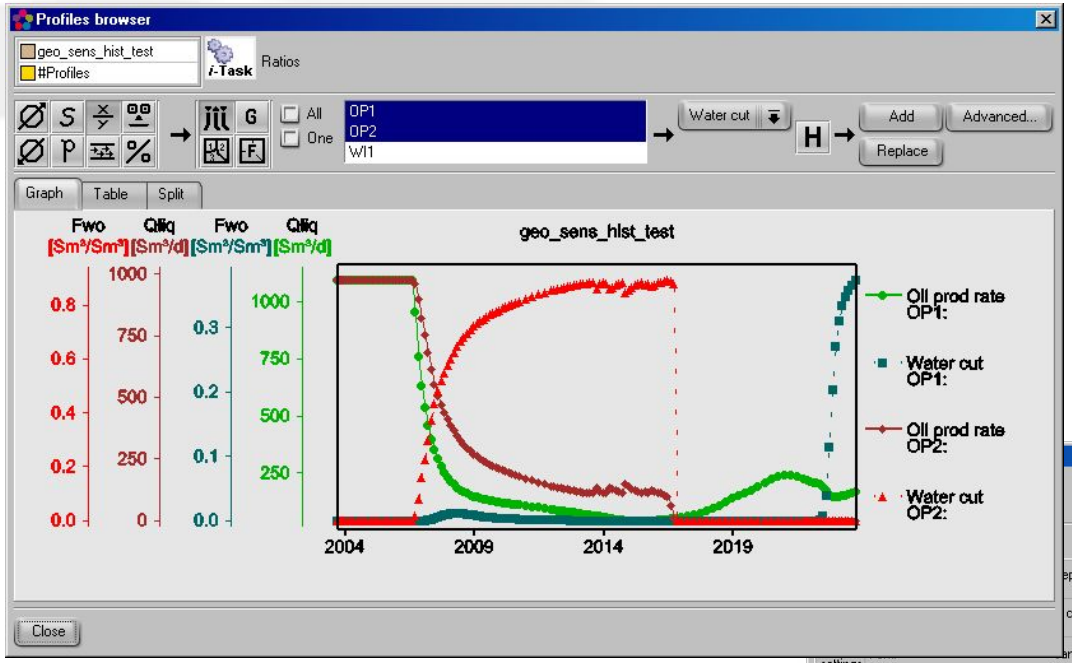
EGRID

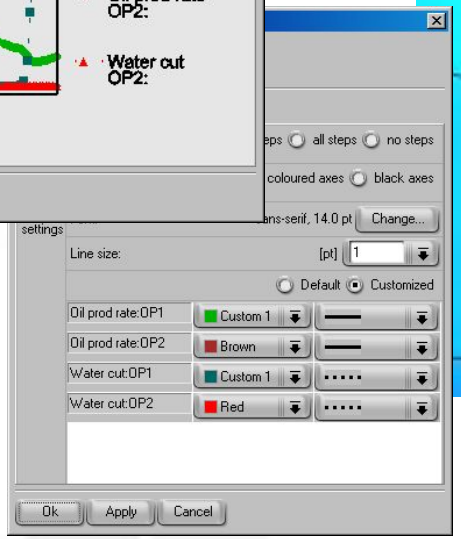
ESOL [EQUA] {DAYS MONT YEARS DATE}
time1 time2 … time40 /

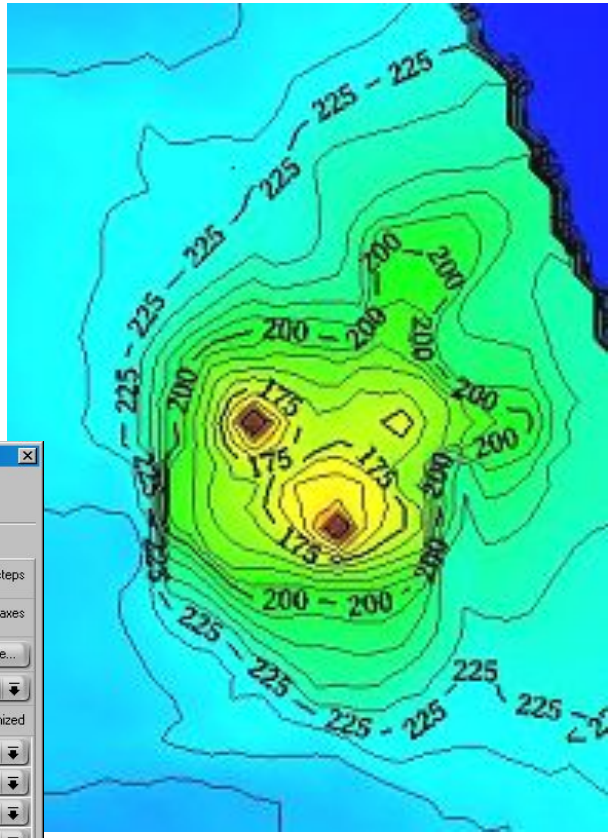
ESUM [EQUA] {DAYS MONT YEARS DATE} [WELLS] [GROUPS] [FIELD] [STATS] [SLIM]
time1 time2 … time40 /

Визуализация результатов расчетов в Irap RMS

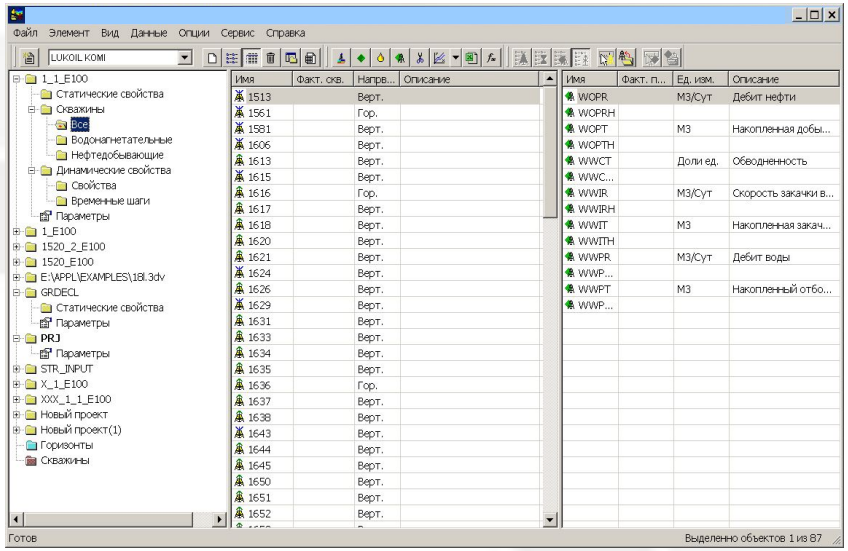
2D графики технологических показателей и карты параметров

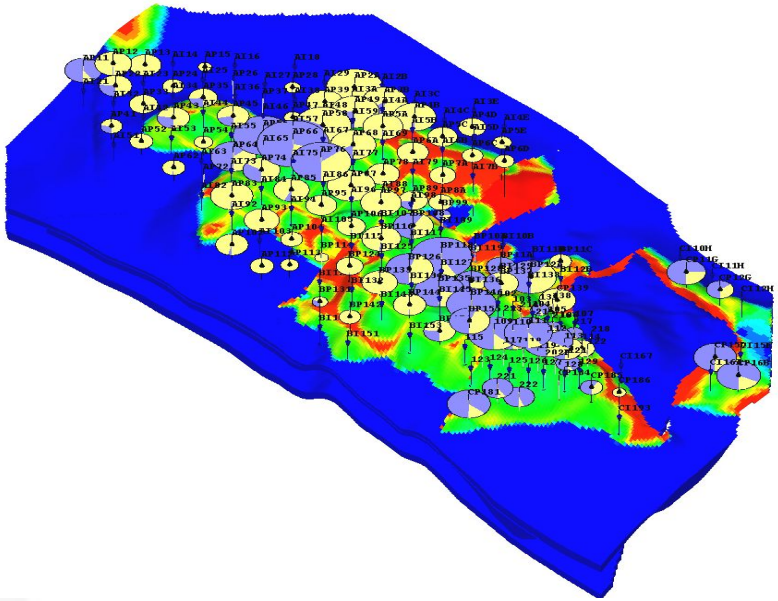






Визуализация результатов расчетов в ResVIEW-II





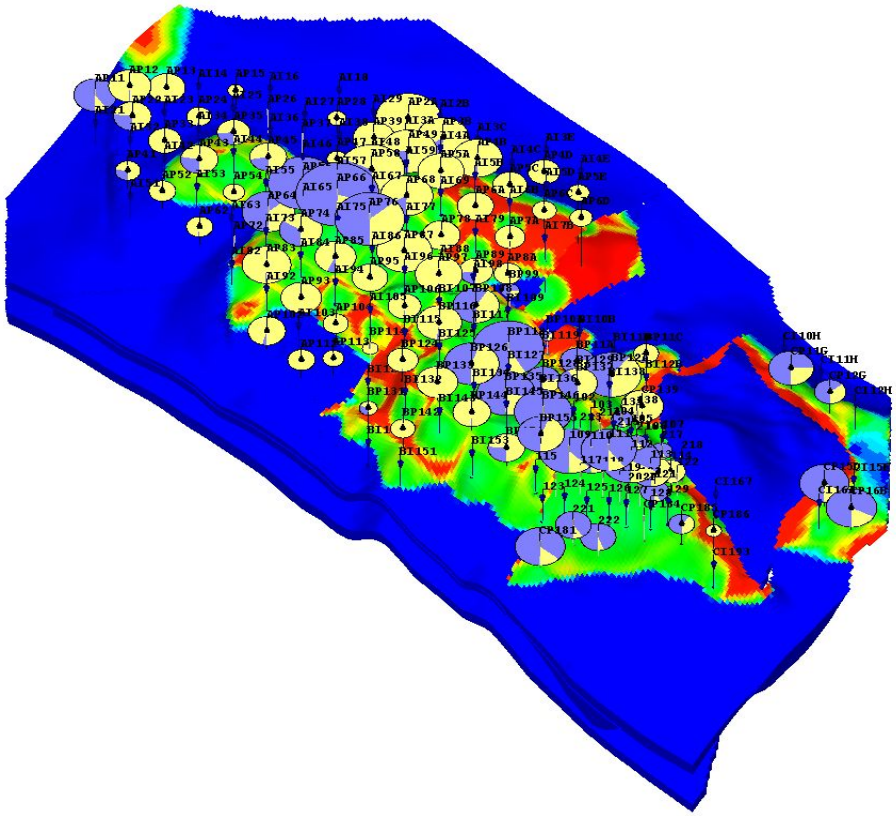
Загрузка гидродинамических моделей в форматах:

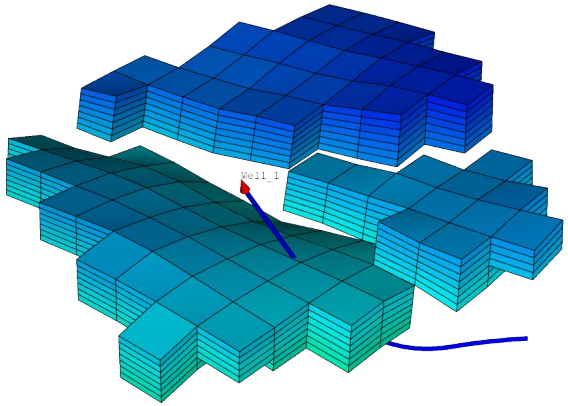
- ECLIPSE (BINARY, TEXT)
- MORE (BINARY)
- VIP (TEXT)

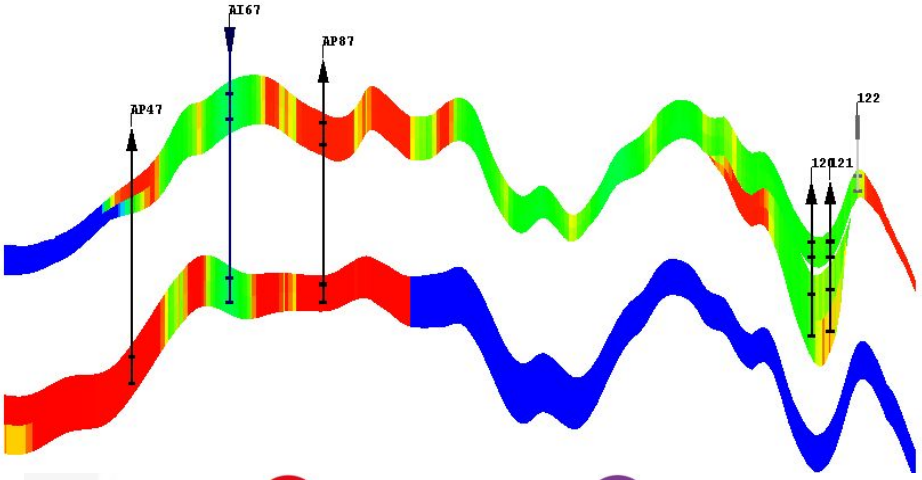
Визуализация результатов расчетов в ResVIEW-II

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

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

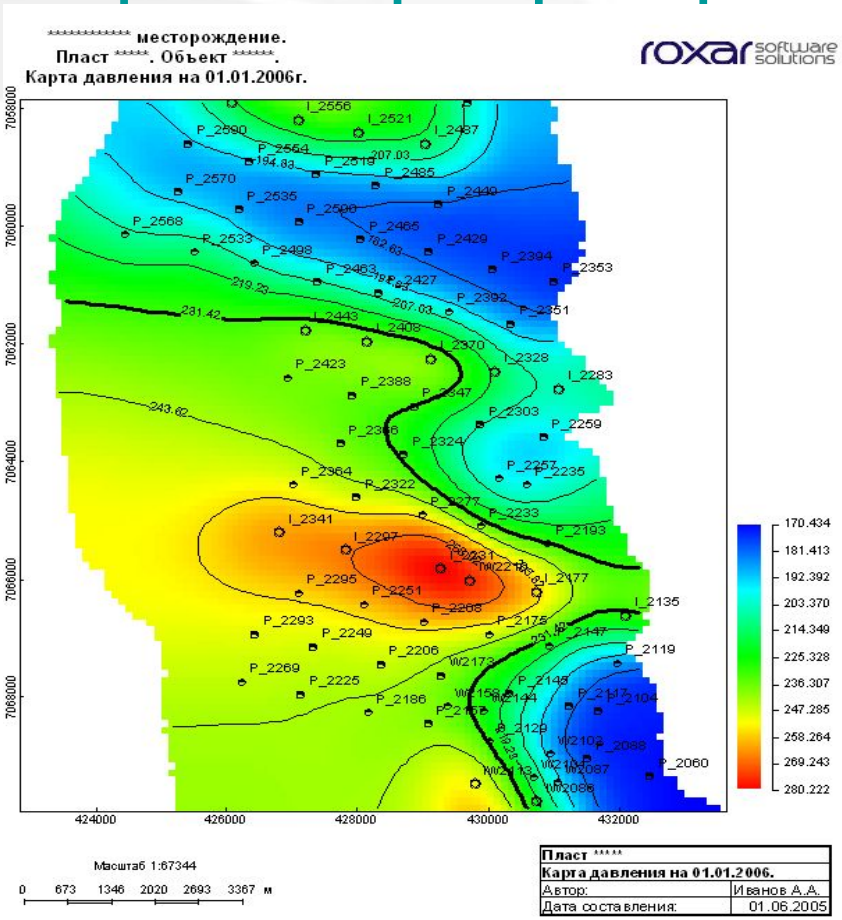


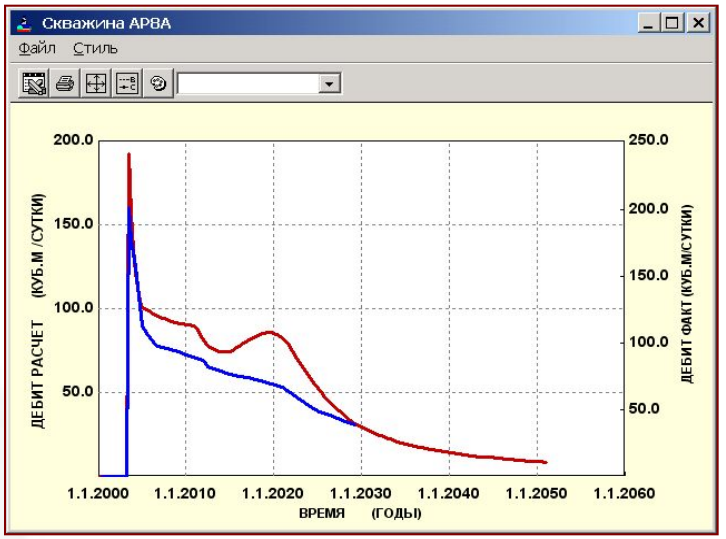




Визуализация результатов расчетов в ResVIEW-II

Анализ 2D графиков показателей разработки, построение карт параметров





roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

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

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**

Задание ограничений по скважинам

- Переопределение режимов работы скважин

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

- Улучшение призабойной зоны

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

  $xzone_1$ $xzone_2$ …. /

- Перевод добывающей скважины в нагнетательную

  CONV limit Q= P=

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}

Работа со скважинами

Групповой контроль по приоритету

GPRI qrpnm 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 /
RADI 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
```

Задание ограничений по скважинам

Событие	Описание
BHPT	Забойное давление
THPT	Устьевое давление

Событие	Описание
PLIM	Ограничение по добыче скважины
ILIM	Ограничение по закачке скважины
GPLIM	Ограничение по добыче группы
GILIM	Ограничение по закачке группы

События (EFIL) *

Событие	Описание
OPT	Дебит нефти
GPT	Дебит газа
WPT	Дебит воды
LPT	Дебит жидкости
VPT	Дебит компенсации

* See All Events in User Guide

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.

Компенсация отборов

Регулирование закачки для достижения компенсации отборов

VREP grpProd grpInje factor

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

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

factor – фактор регулирования компенсации

Регулирование добычи

Установка группового контроля с регулированием по добыче

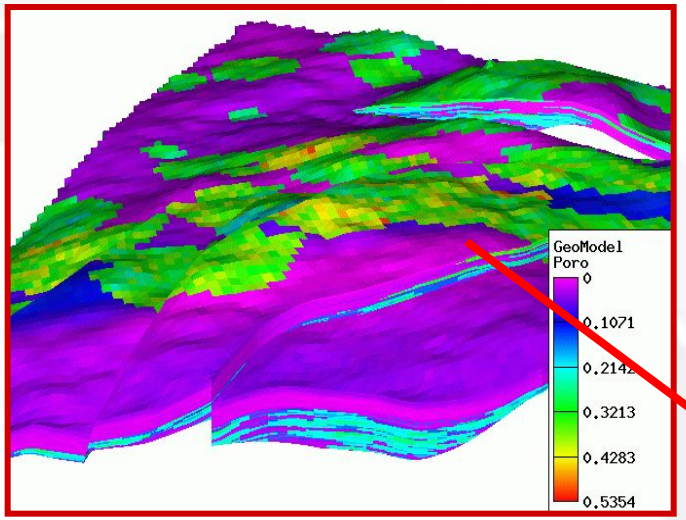
PBAL grpProd grpInje factor {gas wat **rvol**}

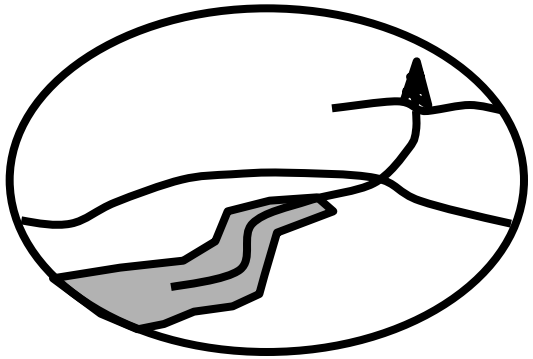
grpProd – группа, содержащая добывающие скважины (по умолчанию *ALL*)
grpInje – группа, содержащая нагнетательные скважины (по умолчанию *ALL*)
factor – фактор регулирования добычи

gas – регулирование добычи газа
wat – регулирования добычи воды
rvol – регулирования добычи в целом в пластовых условиях

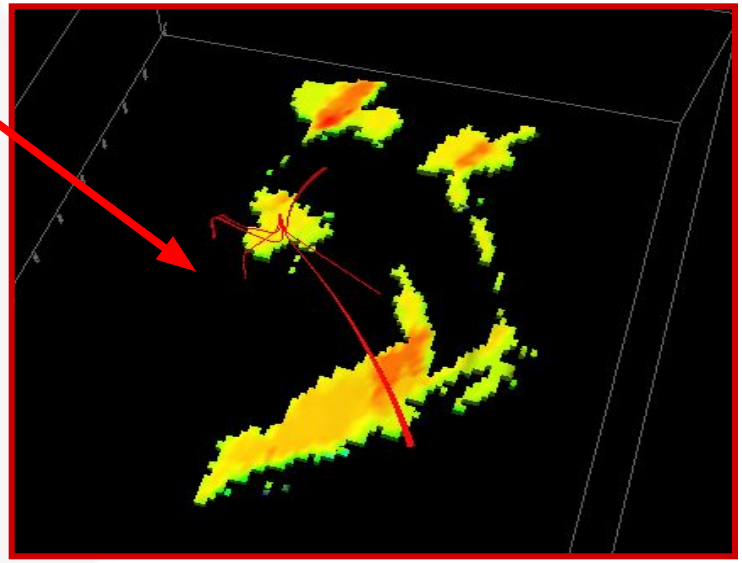
Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Выбор целевого объекта



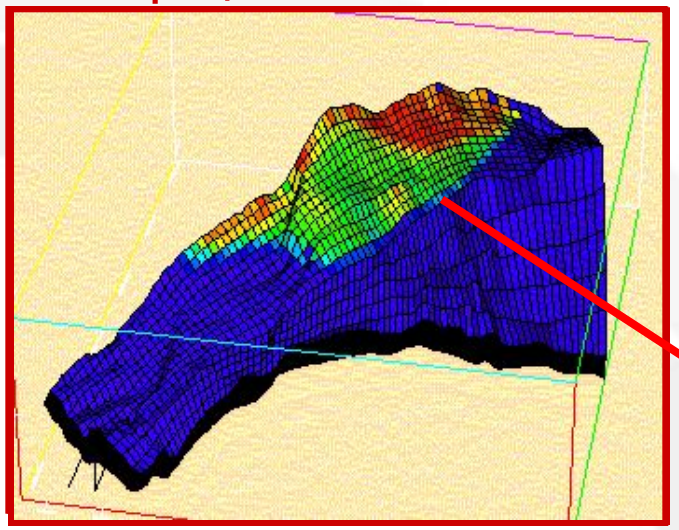


На основании анализа 3D параметров с использованием фильтров

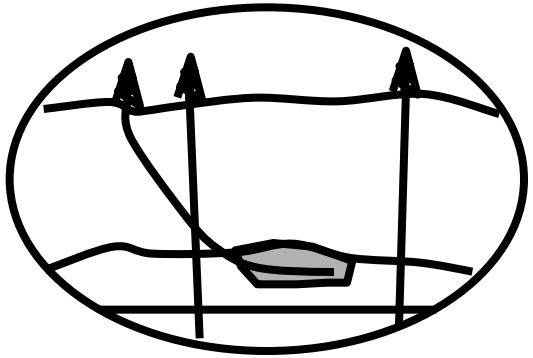


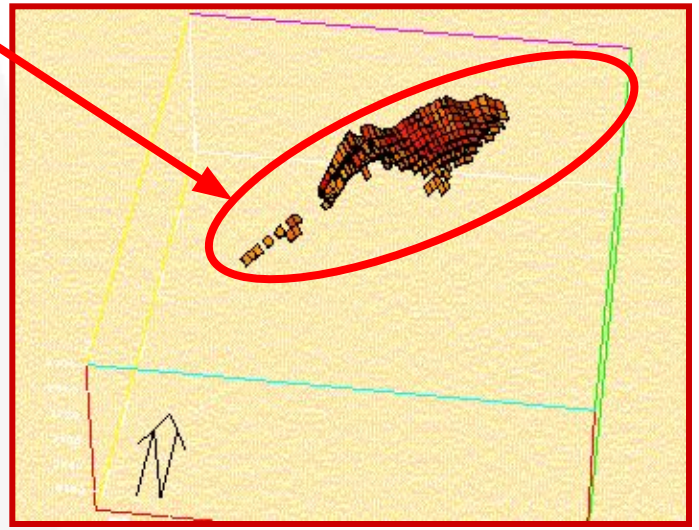
Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Выбор целевого объекта



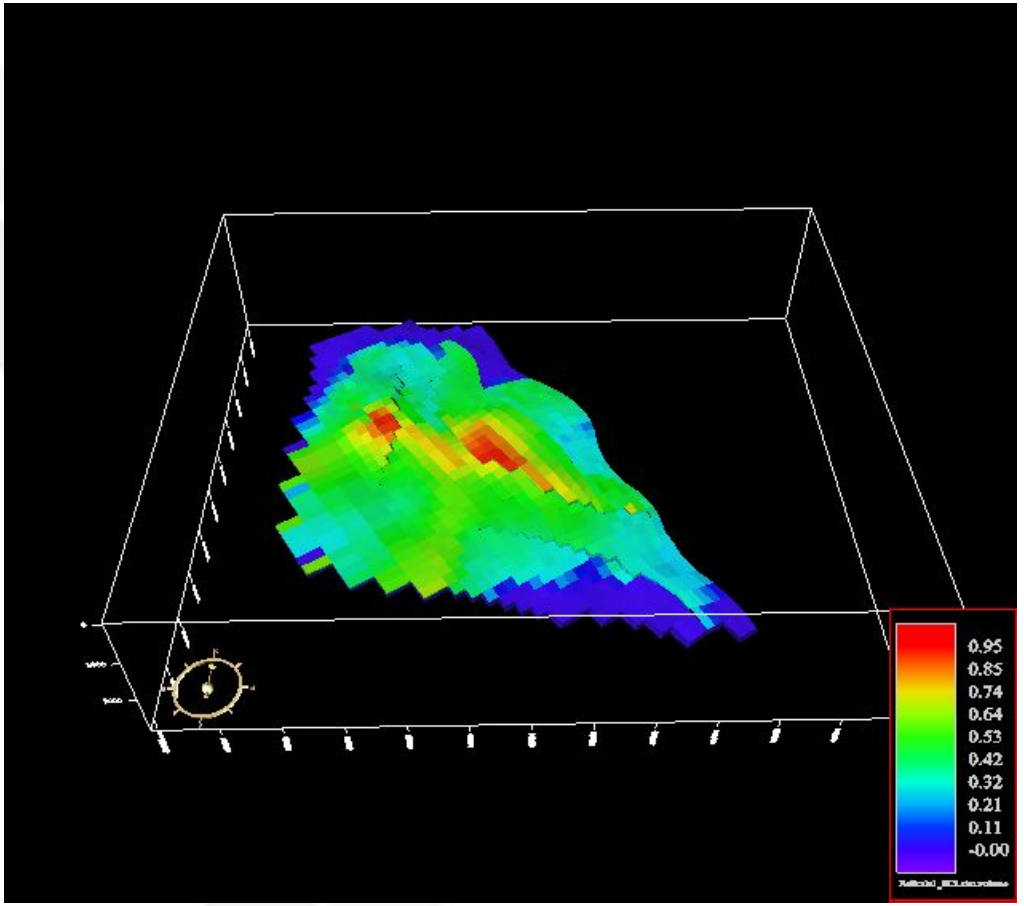
На основании анализа результатов гидродинамического моделирования





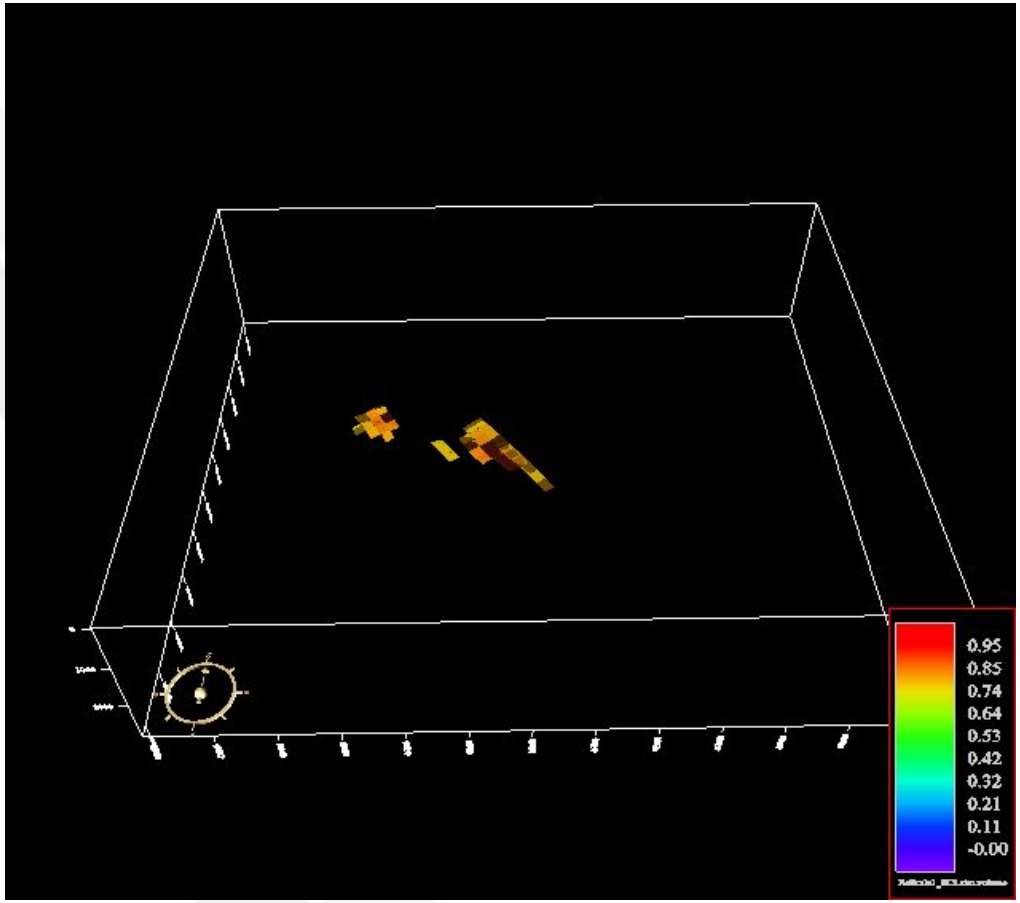
Проектирование скважин для прогнозных расчетов (1)

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



Проектирование скважин для прогнозных расчетов (2)

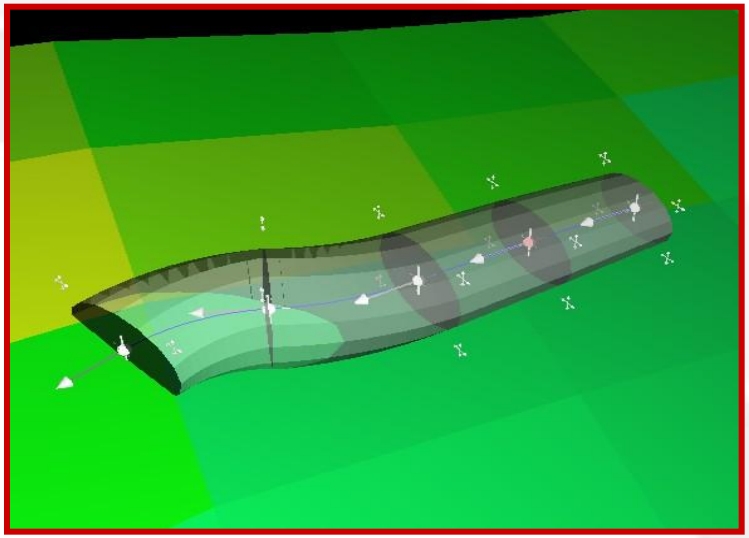
Эффективная зона Параметр нефтенасыщенности был отфильтрован и на рисунке оставлены только ячейки с высокой насыщенностью Далее в этой зоне будет запроектирована наклонная скважина со сложной траекторией.



Проектирование скважин на основе результатов моделирования

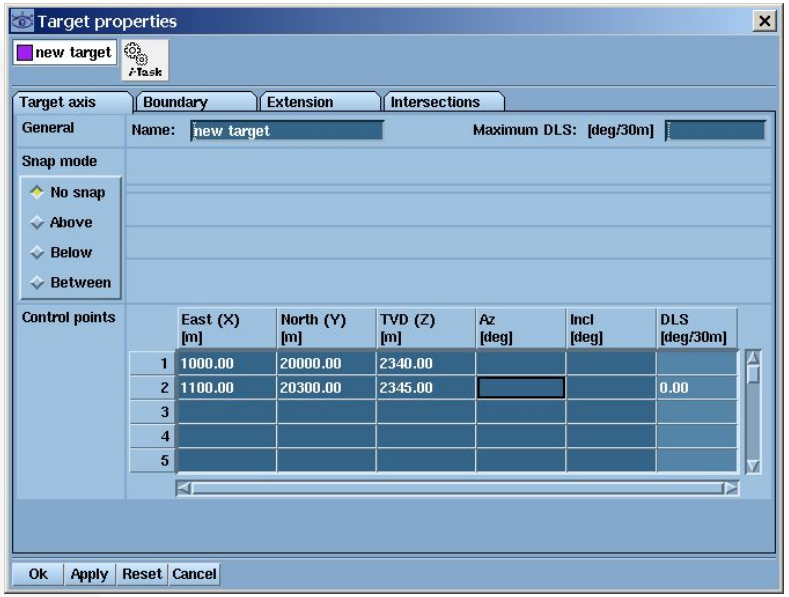
Проектирование скважин для прогнозных расчетов

Задание целевого объекта

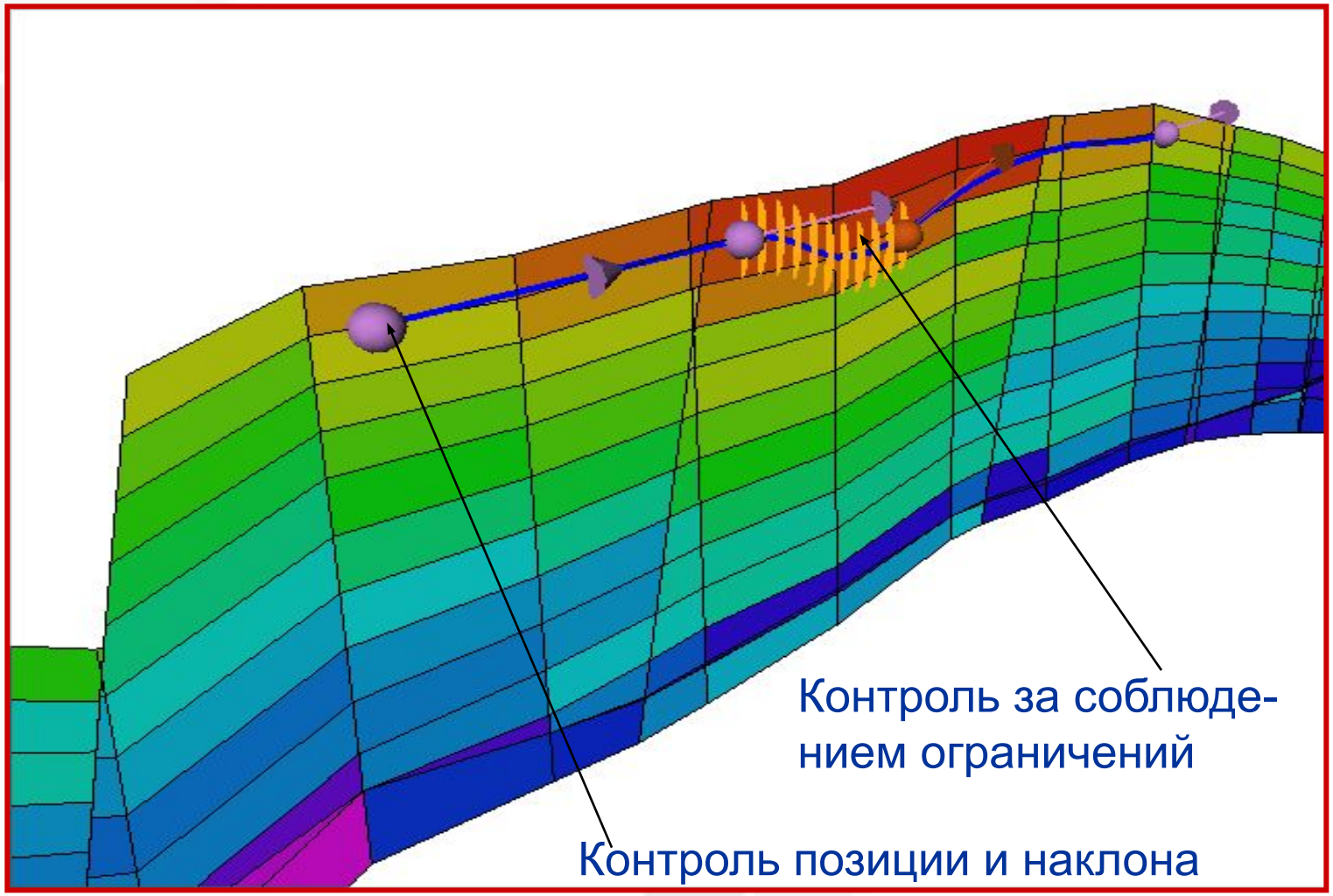


Мышкой в 3D

в табличном виде



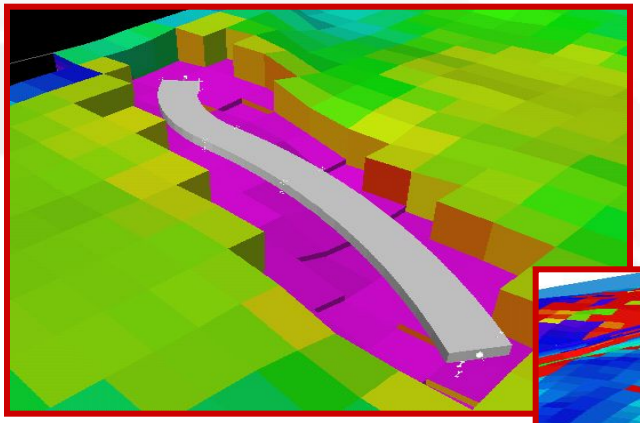
Проектирование скважин для прогнозных расчетов

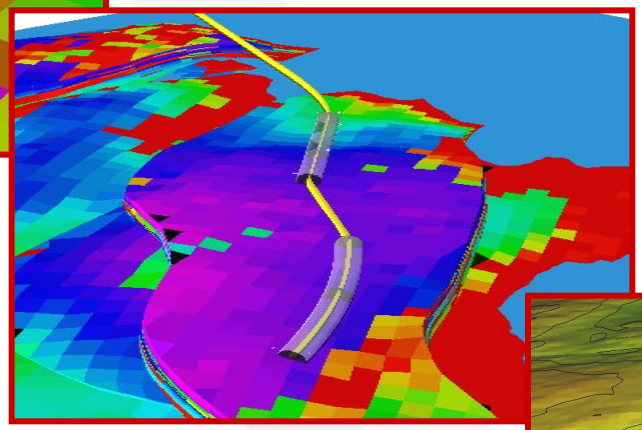


Проектирование скважин для прогнозных расчетов

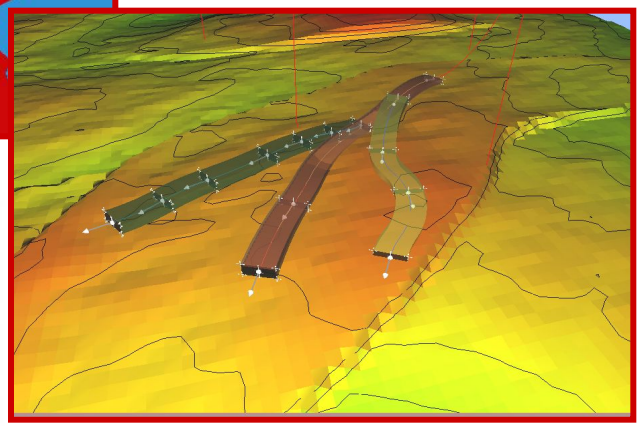
roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Виды ЦО





Совокупность ЦО, вскрываемых индивидуальными боковыми стволами многозабойной скважины



Совокупность ЦО, вскрываемых одной скважиной

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Термическая опция
Закачка полимеров
Использование солвента

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.

Термальная опция

Массив распределения температуры

RTMI

Задание температуры закачиваемой воды

TEMP

WELL I11 INJECTS WATR QLIM = 150.

PMAX=300

LOCATION 3 3 /

TEMP 150 /

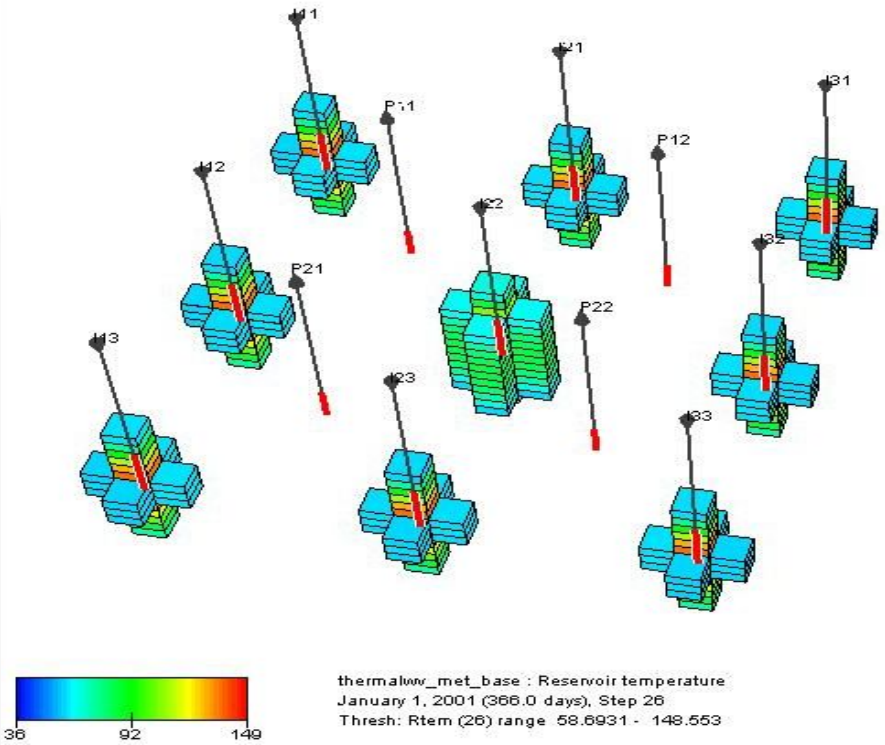
Закачка пара

STEAM

CNAM OIL WATR STEAM

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

STEAM 458.0 /



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 /
      /
```

Закачка полимеров

Секция GRID

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

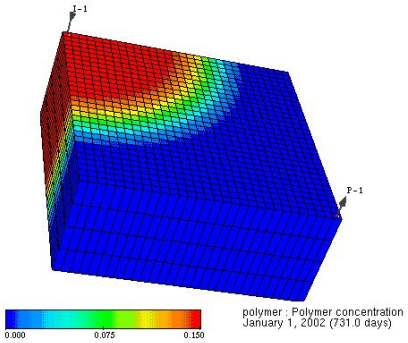
Начальная концентрация полимера

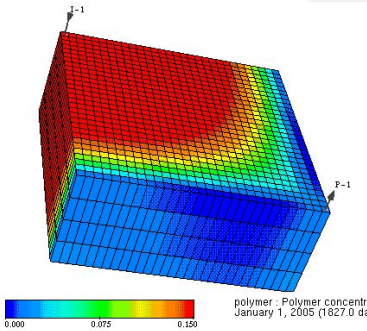
PLYI
ZVAR
0.04 4*0.045 8*0.0 /

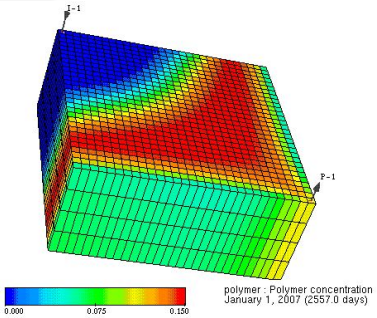
Секция RECU

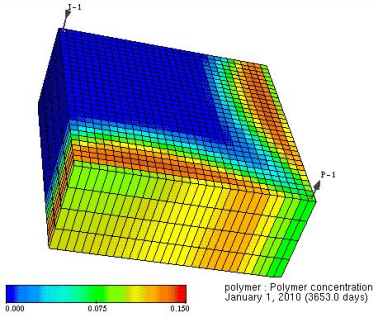
Концентрация полимера в закачиваемой воде:

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









Использование солвента

Газ можно разделить на пластовый и солвент

Для использования солвента в модели необходимо задать:

SOLV – дополнительный компонент в ключевом слове CNAM;

SOLVENT - плотность в нормальных условиях или молекулярный вес;

SPVT – свойства солвента;

OSPVt - растворимость солвента в нефти;

MISCIBLE - изменение фазовых проницаемостей за счет смешивания;

SOLV в ключевом слове WELL - доля солвента в закачиваемом газе.

roxar
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Спасибо за внимание!