

**Общая информация.** Курс читают Кайгородов Сергей Владимирович и Базыров Ильдар Шамилевич (решение задач отправлять на email: [ildarbazyrov@gmail.com](mailto:ildarbazyrov@gmail.com), используя следующее название письма: ГДМ\_дата занятия, когда проходили задание\_номер по списку\_Фамилия; например: ГДМ\_051022\_16\_Муравцев).

Материалы по курсу доступны по ссылке: [GO TO УЧЕБНЫЕ МАТЕРИАЛЫ](#).

Дополнительно рекомендована ссылка на YouTube-лекции: [GO TO ПРАКТИКА ГДМ](#).

Канал Рок Флоу Динамикс: [GO TO RFD](#).

Лекции Kleppe (Norwegian University of Science and Technology): [GO TO KLEPPE LECTURES](#).

## Содержание

<b>1 Вводная лекция (Базыров И.Ш.)</b>	<b>6</b>
1.1 Озеро Пёнье (Reigneur, Пенёр)	6
1.2 История развития гидродинамических моделей	6
1.3 Что такое гидродинамическое моделирование?	7
1.3.1 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласти)	8
1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласти)	8
1.4 Пороупругость	8
1.5 Гидрогеомеханическое моделирование: компьютерное моделирование, виды совмещения	9
1.5.1 Виды гидро-геомеханического совмещения	9
<b>2 Лекция 12.09.2022 (Кайгородов С.В.)</b>	<b>10</b>
2.1 Цели курса	10
2.2 Каналы распространения знаний по ГДМ	11
2.3 Что такое модель?	11
2.4 Требования к моделям	12
2.5 Точность моделей	12
2.6 Виды моделей	13
2.7 Гидродинамическая модель	13
2.8 Цели гидродинамического моделирования (ГДМ)	14
2.9 Математическая основа ГДМ	14
2.10 Типы сеток ГДМ	15
2.11 Типы сеток ГДМ. LGR	16
2.12 Порядок нумерации ячеек сетки	17
2.13 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE	17
2.14 Справочники для симулятора ECLIPSE	18
2.15 Задание свойств в ячейках	18
2.16 Поток через ячейку	20
2.17 Несоседние соединения NNC	21
2.18 Проблемы пространственной дискретизации	22

2.19 Построение грида . . . . .	23
2.20 Гидродинамические модели (схема) . . . . .	24
2.21 Типы расчётных моделей . . . . .	24
2.21.1 Модель нелетучей нефти . . . . .	24
2.21.2 Композиционная модель . . . . .	25
2.21.3 Термические модели . . . . .	25
2.21.4 Модель двойной или мульти-среды . . . . .	26
2.21.5 Модели линий тока . . . . .	26
2.21.6 Proxy-модели . . . . .	27
2.21.7 Суррогатные (мета) модели . . . . .	28
2.22 Иерархия гидродинамических моделей . . . . .	29
2.23 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи . . . . .	30
2.24 Источники геологической информации в масштабах месторождения . . . . .	31
2.25 Охват исследованием и погрешность . . . . .	31
2.26 Исходные данные для гидродинамического моделирования . . . . .	32
2.27 Подходы к построению ПДГГДМ . . . . .	33
2.28 Ремасштабирование геомодели . . . . .	33
2.29 Ремасштабирование структуры (upgridding) . . . . .	34
2.30 Ремасштабирование свойств . . . . .	35
2.31 Ремасштабирование проницаемости . . . . .	35
2.32 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества . . . . .	36
2.33 Поверхностное натяжение . . . . .	37
2.34 Смачиваемость . . . . .	37
2.35 Капиллярное давление . . . . .	38
2.36 Капиллярное давление для разных типов породы . . . . .	40
2.37 J-функция Леверетта . . . . .	41
2.38 Капиллярное давление. Лабораторные исследования . . . . .	42
2.39 ОФП . . . . .	43
2.40 Смачиваемость. Критерий Craig (1971) . . . . .	44
2.41 Гистерезис ОФП . . . . .	45
2.42 ОФП. Лабораторные исследования . . . . .	45
2.43 ОФП. Корреляции Corey и LET . . . . .	48
2.44 Как задать ОФП в ГДМ, если есть несколько исследований? . . . . .	48
2.45 Концевые точки ОФП в системе нефть-вода . . . . .	49
2.46 Масштабирование ОФП . . . . .	50
2.46.1 По горизонтали (по насыщенности) . . . . .	52
2.46.2 По вертикали . . . . .	53
2.47 Согласованность массивов в модели . . . . .	53
2.48 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП) . . . . .	55
2.49 Типы флюидов . . . . .	56
2.50 Определение типа залежи по составу УВ . . . . .	57
2.51 PVT-свойства . . . . .	57

2.52	PVT-свойства нефти . . . . .	58
2.53	PVT-свойства нефти. Корреляции . . . . .	58
2.54	PVT-свойства «живой нефти» . . . . .	59
2.55	Варианты описания PVT в моделях Black Oil . . . . .	59
2.56	Сжимаемость порового пространства . . . . .	60
2.57	Сжимаемость порового пространства. Корреляции . . . . .	61
2.58	Упражнение 1. Упражнения на обработку и подготовку исходных данных . . . . .	62
<b>3</b>	<b>Лекция 13.09.2022 (Кайгородов С.В.)</b>	<b>64</b>
3.1	Анализ разработки перед построением модели . . . . .	64
3.2	Матбаланс . . . . .	65
3.3	Матбаланс. Пример использования . . . . .	66
3.4	Анализ источников обводнения . . . . .	67
3.5	Оценка загрязнения призабойной зоны . . . . .	69
3.6	Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах . . . . .	69
3.7	Исходные данные по скважинам . . . . .	70
3.8	Моделирование притока к скважине . . . . .	71
3.9	Способы инициализации модели в симуляторах . . . . .	72
3.9.1	Неравновесный . . . . .	72
3.9.2	Равновесный . . . . .	73
3.9.3	Равновесный с соблюдением начальной насыщенности . . . . .	74
3.10	Оценка корректности инициализации ГДМ . . . . .	74
3.11	Аналитический аквифер . . . . .	75
3.12	Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели . . . . .	77
3.13	Упражнение 3. Инициализация ГДМ . . . . .	77
3.14	Задание истории работы скважин . . . . .	78
3.15	Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции . . . . .	78
3.16	Алгоритм работы в ПО SCHEDULE . . . . .	79
3.17	Загрузка истории эксплуатации . . . . .	81
3.18	Адаптация модели . . . . .	83
3.18.1	Обратные задачи . . . . .	84
3.18.2	Адаптация модели на разных стадиях разработки . . . . .	85
3.18.3	По отборам жидкости и пластовому давлению . . . . .	86
3.18.4	По соотношению нефть/вода . . . . .	87
3.18.5	По коэффициенту продуктивности и Рзаб . . . . .	87
3.19	Уточнение распределений параметров при адаптации модели . . . . .	88
3.19.1	Алгоритм проведения автоадаптации . . . . .	89
3.19.2	Программы автоадаптации . . . . .	89
3.19.3	Критерии адаптации . . . . .	90
3.19.4	«Запрещённые» и нежелательные приёмы адаптации . . . . .	92
3.20	Упражнение 5. Расчёт моделей с разными наборами исходных данных . . . . .	93
3.21	Упражнение 6. Адаптация ГДМ . . . . .	93

# СОДЕРЖАНИЕ

---

3.22 Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов . . . . .	94
3.23 Групповая дискуссия . . . . .	94
3.24 Инструменты для оптимизации разработки месторождения . . . . .	95
3.25 Линии тока . . . . .	96
3.26 Оптимизация ППД на основе матриц дренирования . . . . .	96
3.27 Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования . . . . .	97
3.28 Подготовка и проведение прогнозных расчётов . . . . .	98
3.29 Создание рестартов из GUI tNavigator . . . . .	100
3.30 Вырезание сектора . . . . .	100
3.31 Подготовка и проведение прогнозных расчётов . . . . .	101
3.32 Прогнозные расчёты . . . . .	101
3.32.1 Расстановка ВС . . . . .	101
3.32.2 Расстановка ГС/ННС . . . . .	102
3.32.3 Расстановка скважин по сетке . . . . .	102
3.32.4 Моделирование ГТМ . . . . .	103
3.32.5 Задание ГРП . . . . .	104
3.32.6 Оценка адекватности результатов . . . . .	104
3.32.7 Анализ чувствительности . . . . .	105
3.33 Упражнение 7. Прогнозные расчёты . . . . .	106
3.34 Регламенты по созданию ГДМ . . . . .	106
3.35 Сравнительная характеристика ПО для ГДМ . . . . .	107
3.35.1 Тесты SPE . . . . .	107
3.35.2 О недостатках тестов SPE . . . . .	109
3.35.3 Тесты ЦКР . . . . .	110
3.36 Основные проблемы моделирования . . . . .	110
3.37 Выводы . . . . .	111
<b>4 Практика 14.09.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>114</b>
4.1 Закон Дарси . . . . .	114
4.1.1 Линейное течение . . . . .	114
4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи . . . . .	114
4.2 Скин-фактор . . . . .	115
4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта . . . . .	115
4.4 Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности . . . . .	115
4.5 Задача 1 . . . . .	116
4.6 Что такое гидродинамическое моделирование? . . . . .	116
4.7 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласта) . . . . .	117
4.8 Решение линейного стока/источника в однородном бесконечном коллекторе . . . . .	117
4.9 Что такое модель, или зачем нужно решать уравнение пьезопроводности? . . . . .	118
4.10 Задача 2 . . . . .	118
4.11 Вывод уравнения пьезопроводности без упругости пласта (от Шеля Е.В.) . . . . .	119

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>5 Практика 21.09.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>123</b>
<b>6 Практика 28.09.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>124</b>
<b>7 Практика 16.11.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>239</b>
<b>8 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>240</b>
<b>9 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>241</b>
<b>10 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>242</b>
<b>11 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>243</b>
<b>12 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>244</b>
<b>13 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)</b>	<b>245</b>

# Гидродинамическое моделирование

## Конспект лекций и семинаров

Муравцев А.А.<sup>1</sup>      Базыров И.Ш.<sup>2</sup>      Кайгородов С.В.<sup>3</sup>

20 ноября 2022 г.

## 1 Вводная лекция (Базыров И.Ш.)

### 1.1 Озеро Пёнье (Peigneur, Пенёр)

Пресноводное озеро площадью около 5 км<sup>2</sup> со средней глубиной 3.3 метра за один день (21 ноября 1980 года) стало солёным с максимальной глубиной около 396 метров.

Ошиблись при расчётах траектории бурения скважины и пробурили её в соляную шахту. Вода из озера, двигаясь по скважине под действием силы тяжести, начала размывать соляную шахту. На поверхности озера образовалась огромная воронка. И за считанные минуты глубина озера возросла в несколько раз.

Вывод. Необходимо очень серьёзно относиться к своим инженерным решениям!

### 1.2 История развития гидродинамических моделей

«...В сущности все модели неправильные, но некоторые полезны...» Дж. Бокс

Создание 3D ГДМ не позволяет решить все задачи на всех месторождениях, необходима иерархия моделей.

Упрощённые модели могут решить только часть задач: некоторые процессы с помощью упрощённых моделей описать нельзя (а именно нелинейные процессы, при протекании которых происходит много сопутствующих процессов).

1) Аналитические модели (примерно с 1920 г.):

- Buckley Leverett
- Muscat
- Dykstra Parson

<sup>1</sup>конспектирует; email: almuravcev@yandex.ru

<sup>2</sup>лектор, Высшая школа теоретической механики, Санкт-Петербургский Политехнический университет. Дополнительные материалы к лекциям [доступны по ссылке](#).

<sup>3</sup>лектор, Высшая школа теоретической механики, Санкт-Петербургский Политехнический университет. Дополнительные материалы к лекциям [доступны по ссылке](#).

- Arps

2) Численные модели / развитие симуляторов:

- Nelson Pope
- CMG Suite
- BOAST
- ECLIPSE
- RMS
- Nexus
- tNavigator
- Intersect
- OPM

3) Необходимость развития упрощённых моделей и необходимость иерархии моделей:

- CRM

### 1.3 Что такое гидродинамическое моделирование?

1) Набор уравнений:

- неразрывность потока

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = q_f(\mathbf{x}) \quad (1)$$

- закон Дарси

$$\mathbf{W} = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p \quad (2)$$

- сжимаемость флюида

$$p - p_0 = K_f \frac{\rho_f - \rho_f^0}{\rho_f^0} \quad (3)$$

На этих уравнениях строится основное уравнение гидродинамики пласта – уравнение пьезопроводности.

2) Насыщенности и относительные фазовые проницаемости (для нескольких флюидов)

3) Геометрия (сложное строение пласта)

### 1.3.1 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласти)

В предположении неподвижности скелета ( $\mathbf{v}_s \approx \mathbf{0}$  и  $\varphi(t) = \text{const}$ ) верно равенство  $\mathbf{W} \approx \varphi \mathbf{v}_f$ . Подставляя в закон Дарси (2), получаем:

$$\varphi \mathbf{v}_f = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p \quad (4)$$

Условие сжимаемости флюида (3) перепишем в дифференциальной форме:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{K_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \rho_f}{\partial t} \quad (5)$$

Учитывая предположение о неподвижности скелета, перепишем уравнение неразрывности потока:

$$\varphi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = q_f(\mathbf{x}) \quad (6)$$

Подставляя (4) и (5) в (6), при отсутствии источникового слагаемого ( $q_f(\mathbf{x}) = 0$ ) получаем:

$$\varphi \frac{\rho_f^0}{K_f} \frac{\partial p}{\partial t} - \nabla \cdot \left( \rho_f \frac{k}{\mu_f} \nabla p \right) = 0 \quad (7)$$

При дополнительном условии слабосжимаемости флюида ( $\rho_f \approx \rho_f^0 = \text{const}$ ) получаем:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k K_f}{\mu_f \varphi} \nabla^2 p \quad (8)$$

Это уравнение пьезопроводности (без упругости пласти), полученное в приближении слабосжимаемого флюида, неподвижного и недеформируемого пласти.

### 1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласти)

Задача со звёздочкой.

## 1.4 Пороупругость

Использует методы механики сплошных сред к пористым средам.

В нефтяной индустрии описывает взаимозависимость величин пластового давления и деформаций пористой среды с изменением напряжённо-деформированного состояния во время разработки месторождений.

Матрица - материал, из которого сделан пористый скелет.

В твёрдой части выполняются уравнения упругости.

В уравнениях пороупругости величины, относящиеся к матрице, обозначаются индексом  $s$ , к жидкости - индексом  $f$ , к пористому скелету - без индексов. Например, уравнение для плотности:

$$\rho = \rho_s (1 - \varphi) + \rho_f \varphi \quad (9)$$

Общая схема решения упругих (пороупругих) задач:

- определиться с неизвестными задачи (напряжения, деформации, перемещение, давление и т.п.)
- сформулировать законы сохранения (закон сохранения массы - ЗСМ; закон сохранения количества движения - ЗСИ; закон сохранения момента количества движения - ЗСМИ; закон сохранения энергии - ЗСЭ; закон неубывания энтропии)
- сформулировать кинематические соотношения и условия сплошности (связь между перемещениями и деформациями)
- сформулировать определяющие уравнения (закон Гука - связь между напряжениями и деформациями; связь между плотностью среды и давлением)
- сформулировать граничные и начальные условия

## 1.5 Гидрогеомеханическое моделирование: компьютерное моделирование, виды совмещения

### 1.5.1 Виды гидро-геомеханического совмещения

1. Постоянная сжимаемость: объём пор является единственной функцией порового давления  $V_p = f(P_p)$
2. Псевдосовмещение: уплотнение и изменение горизонтального напряжения вычисляются с помощью простых соотношений между пористостью, проницаемостью и напряжением соответственно
3. Односторонняя связь: информация передаётся только одним способом с модуля симулятора на геомеханику
4. Итеративный способ совмещения: уникальная взаимосвязь между объёмом пор и изменением порового давления используется для оценки изменения объёма пор в моделировании пласта
5. Полное совмещение: этот метод является глобальным симуляционным решением одновременно и неявно уравнения потока и уравнения структурного анализа в тех же линейных системах

От первого к последнему возрастает качество, но падает скорость.

## 2 Лекция 12.09.2022 (Кайгородов С.В.)

### 2.1 Цели курса

#### Содержание курса

---

##### День 1

**Тема 1. Введение.** Что такое модель, требования к моделям, зачем нужны и на чем основаны модели, ограничения моделей, типы сеток, типы моделей, типы симуляторов. Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи.

**Тема 2. Создание ГДМ.** Ремасштабирование геомодели. Анализ исходных данных (анизотропия проницаемости, PVT, ОФП, капиллярное давление, анализ работы скважин, матбаланс, начальные и граничные условия, ГДИС, ПГИ, ГТМ) и подготовка к созданию модели. Инициализация ГДМ.

##### День 2

**Тема 3. Адаптация ГДМ.** Основные методы, этапы адаптации, критерии качества. Нежелательные приемы адаптации. Программы по автоадаптации. Влияние качества исходных данных на результат моделирования.

##### День 3

**Тема 4. Прогнозирование и оптимизация разработки на основе ГДМ.** Инструменты для оптимизации разработки месторождения (карты, линии тока). Способы задания контроля на скважинах. Моделирование ГТМ. Оценка адекватности полученных результатов прогнозных расчетов. Анализ чувствительности.

**Тема 5. Регламенты по моделированию. Сравнительная характеристика ПО.** Регламенты по созданию моделей. Сравнительная характеристика ПО (тесты SPE, ЦКР). Обсуждение основных проблем моделирования.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 7

## Цели курса

---

- Расширить знания в области инструментов управления разработкой месторождений
- Сформировать у специалистов смежных специальностей, не вовлеченных непосредственно в процесс гидродинамического моделирования, понятие об основных требованиях к моделям, этапах создания моделей, целях и основных проблемах моделирования
- Развить навыки создания и адаптации моделей, расчета прогнозных вариантов
- Сформировать убеждение в простоте, эффективности, возможности и необходимости применения современных инструментов инженерных расчетов (ГДМ)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 10

## 2.2 Каналы распространения знаний по ГДМ

### Каналы распространения знаний по ГДМ

---

1. Сообщество по ГДМ в СРЗ <http://srz.gazprom-neft.local/communities/gdm>

Доступ запрашивается через СУИД

2. Единый лист рассылки по ГДМ [rs@wiki.gazprom-neft.ru](mailto:rs@wiki.gazprom-neft.ru)

Чтобы подписаться, нужно отправить письмо с темой *subscribe rs* на *grpconnect@wiki.gazprom-neft.ru*

3. Дискуссионный клуб по ГДМ

Проводится несколько раз в год, приглашения высыпаются через лист рассылки

4. Курсы в ЦПР, семинары вендоров, внешнее обучение и конференции

5. Telegram-чат [https://t.me/+6jv-2nD\\_fU04YWVi](https://t.me/+6jv-2nD_fU04YWVi)

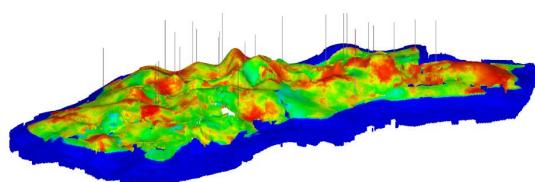
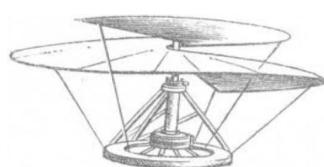


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 12

## 2.3 Что такое модель?

### Что такое модель?

---



- **Модель** (*фр. modèle, от лат. modulus — «мера, аналог, образец»*) — это система, исследование которой служит средством для получения информации о другой системе, это упрощённое представление реального устройства и/или протекающих в нём процессов, явлений [1-3].
- **Моделирование** — обязательная часть исследований и разработок, неотъемлемая часть нашей жизни, поскольку сложность любого материального объекта и окружающего его мира бесконечна вследствие неисчерпаемости материи и форм её взаимодействия, как внутри себя, так и с внешней средой

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 15

## 2.4 Требования к моделям

### Требования к моделям [4]

- **Адекватность**

соответствие модели исходной реальной системе и учет, прежде всего, наиболее важных качеств, связей и характеристик

- **Точность**

степень совпадения полученных в процессе моделирования результатов с заранее установленными, желаемыми

- **Универсальность**

применимость модели к анализу ряда однотипных систем в одном или нескольких режимах функционирования

- **Целесообразная экономичность**

точность получаемых результатов и общность решения задачи должны увязываться с затратами на моделирование

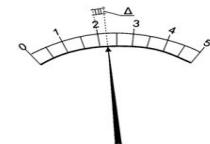
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 16

## 2.5 Точность моделей

### Точность моделей [4]

#### Причины погрешностей:

- Упрощение реальных систем
- Недостаток и погрешности исходных данных
- Недостаток знаний и навыков



#### Точность моделей:

- точность результатов расчетов модели не может превысить точности исходных данных
- вид выбираемой модели должен согласовываться с точностью исходных данных и потребной точностью результатов
- желаемая точность результатов должна соответствовать нуждам и реалиям практики



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 17

## 2.6 Виды моделей

### Виды моделей [4]

---

- Эвристические/мысленные
- Натурные (физические, социальные, экономические)
- Математические (аналитические, численные, формально-логические)
- Промежуточные (графические, аналоговые и др.)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 18

## 2.7 Гидродинамическая модель

### Гидродинамическая модель

---

*Гидродинамическая модель – модель, описывающая динамику фильтрации флюидов в поровом пространстве некоторого месторождения*

Это математическая модель с возможностью графического представления результатов расчета

Модель сохраняет основные особенности реальной системы, или её поведение близко к поведению реальной системы, однако достаточно проста, чтобы можно было провести её расчет

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 19

## 2.8 Цели гидродинамического моделирования (ГДМ)

### Цели гидродинамического моделирования

- Согласование всего объема данных о месторождении (QA/QC)
- Визуализация объекта разработки
- Представление о динамике изменения свойств пласта
- Анализ разработки и подбор вариантов оптимизации и ГТМ
- Прогноз динамики работы скважин и месторождения в целом
- Экономия средств (денег и времени)
- Инструмент принятия решения

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 20

## 2.9 Математическая основа ГДМ

### Математическая основа ГДМ

Компьютерная гидродинамическая модель месторождения основана на следующей системе уравнений:

- Уравнение неразрывности сплошной среды (по существу закон сохранения массы)
- Уравнение энергии (для неизотермического течения)
- Уравнение состояния сплошной среды (как пласта, так и флюидов)
- Закон движения (различные модификации закона Дарси)
- Начальные и граничные условия

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = \operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left( k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p_P - \gamma_P \nabla D) \right) + q_c, \quad c = 1, \dots, n_c \\ p_O - p_G = P_{cOG}, \quad \text{Поток компонента "c"} \\ p_O - p_W = P_{cOW}, \quad \text{+ уравнение состояния} \\ S_W + S_O + S_G = 1 \quad \text{(связь объема компонента "c" в каждой фазе с мольной долей)} \end{array} \right.$$

**Границные условия:**  
Либо условие непротекания:

$$\left( \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left( k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p_P - \gamma_P \nabla D) \right), \mathbf{n} \right) = 0, \quad c = 1, \dots, n_c$$

Либо фиксированная величина давления  
Либо смешанные условия

$$p_{\alpha} \Big|_{\Gamma} = p_{\alpha}^0(\Gamma, t)$$

**Начальные условия:**  
Либо задано напрямую распределение  
Либо рассчитано из гидростатического равновесия

$$\operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left( k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p_P - \gamma_P \nabla D) \right) = 0$$

$$p_O - p_G = P_{cOG}$$

$$p_O - p_W = P_{cOW}$$

$$S_W + S_O + S_G = 1$$

$n_c$  – компонентов распределенных в пф - фаз

$S_{\phi} = \frac{V_{\phi}}{\phi V}$  объемная доля фазы “ $\phi$ ”

$$\operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left( k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p_P - \gamma_P \nabla D) \right) = 0$$

$\phi$  – пористость элементарного объема

$V_{c,\phi}$  количество моль компонента “ $c$ ” в фазе “ $\phi$ ”

$$p_O - p_G = P_{cOG}$$

$v_{\phi}$  количество моль всех компонентов в фазе “ $\phi$ ”

$x_{c,\phi} = \frac{V_{c,\phi}}{\sum_c V_{c,\phi}} = \frac{v_{c,\phi}}{v_{\phi}}$  мольная доля компонента “ $c$ ” в фазе “ $\phi$ ” (концентрация)

$$p_O - p_W = P_{cOW}$$

$V_{\phi}$  объем фазы “ $\phi$ ”

$N_c = \frac{v_c}{\phi V} = \sum_{\phi} x_{c,\phi} \xi_{\phi} S_{\phi}$  количество моль компонента “ $c$ ” в единице порового объема

$\xi_{\phi} = \frac{V_{\phi}}{V}$  мольная доля фазы “ $\phi$ ”

## Математическая основа ГДМ

Уравнение фильтрации флюидов в поровом пространстве пласта – это нелинейное дифференциальное уравнение в частных производных. Методов решения таких уравнений в общем виде науке пока неизвестно.

При моделировании находится *приближенное* решение уравнений с помощью численных методов. Для этого используется дискретизация и аппроксимация:

- Пространство и время дискретизируются – разделяются на отрезки конечных размеров – ячейки и временные шаги
- Уравнения аппроксимируются – производные по времени заменяются конечными разностями, интеграл по объему ячейки заменяется на интеграл по поверхности ячеек

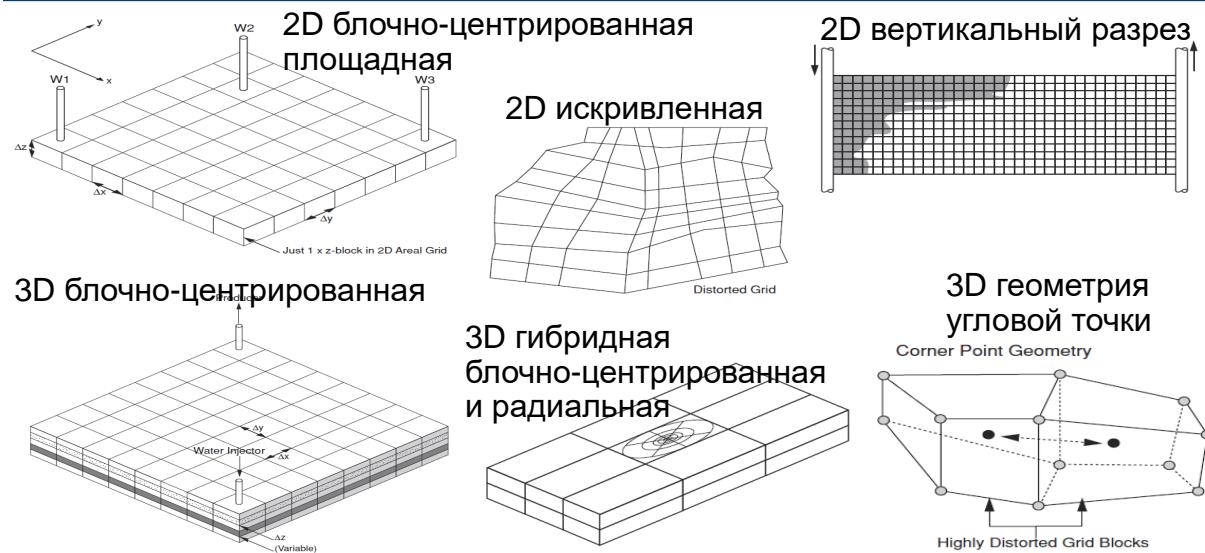
$$\int_V \operatorname{div} \vec{F} dV = \oint_S \vec{F} d\vec{S} \quad \rightarrow \quad \int_{V_i} \frac{\partial}{\partial t} (\phi N_c) = \sum_{P=1}^{n_p} \int_{\partial V_i} \left( x_{c,P} \xi_P \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p + \nabla P_{cP} - \gamma p \nabla d), \mathbf{n} \right) ds + \int_{V_i} q_c dV, \quad c = 1, \dots, n_c$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi N_c) |V_i| = \sum_{P=1}^{n_p} \sum_{j: V_i \cap V_j \neq \emptyset} |V_i \cap V_j| x_{c,P}^{(i,j)} \xi_P^{(i,j)} k_{rP} \frac{k_{rP}^{(i,j)}}{\mu_P} \Phi_{i,j} + q_c$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 22

## 2.10 Типы сеток ГДМ

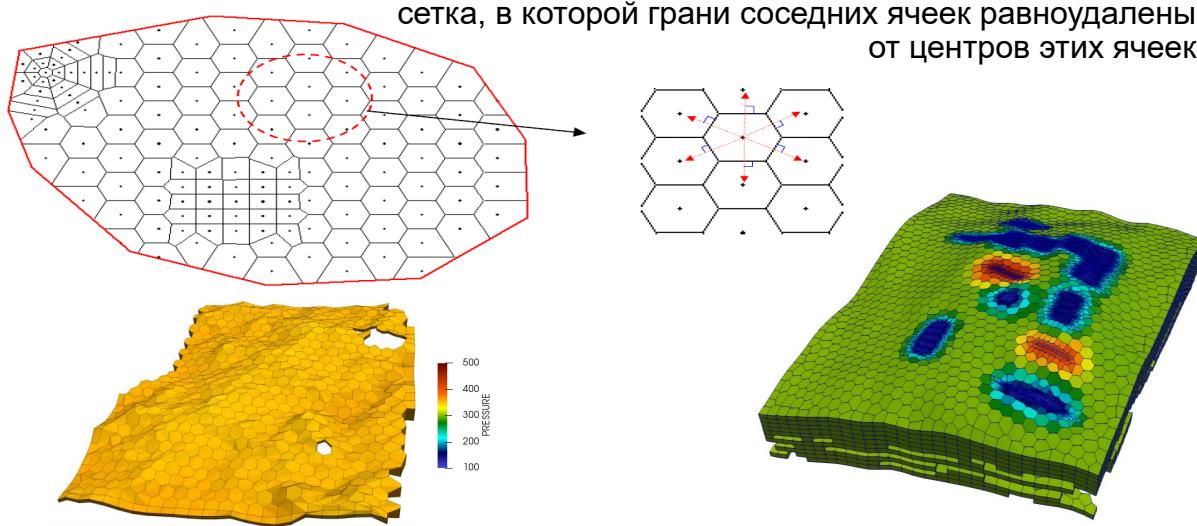
### Типы сеток ГДМ [5]



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 23

## Типы сеток ГДМ

Сетка Вороного (Перпендикулярный Бисектор, PEBI) – локально ортогональная сетка, в которой грани соседних ячеек равнодistantны от центров этих ячеек



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 24

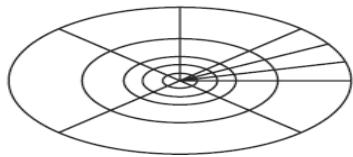
## 2.11 Типы сеток ГДМ. LGR

### Типы сеток ГДМ. LGR

#### Локальное измельчение сетки

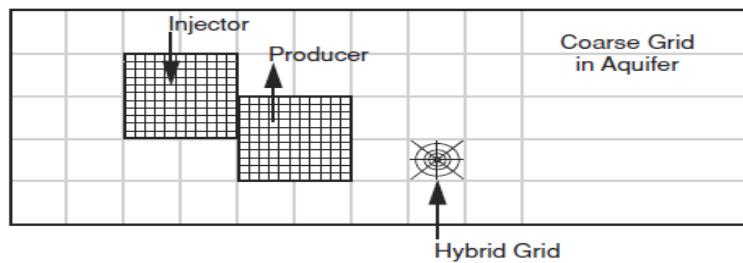
- Используется для более точного моделирования околоскважинных эффектов
- Значительно замедляет расчет

#### Локальное измельчение радиальной сетки



Рисунки взяты из [5]

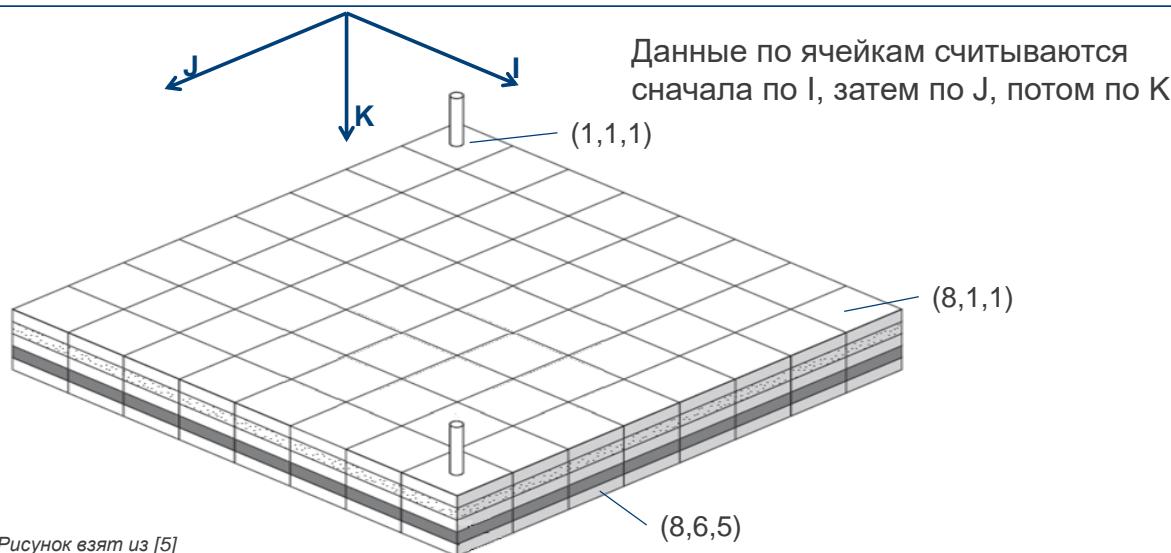
#### Локальное измельчение, укрупнение и гибридная сетка



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 25

## 2.12 Порядок нумерации ячеек сетки

### Порядок нумерации ячеек сетки



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 26

## 2.13 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE

### Структура файла исх.данных для симулятора ECLIPSE

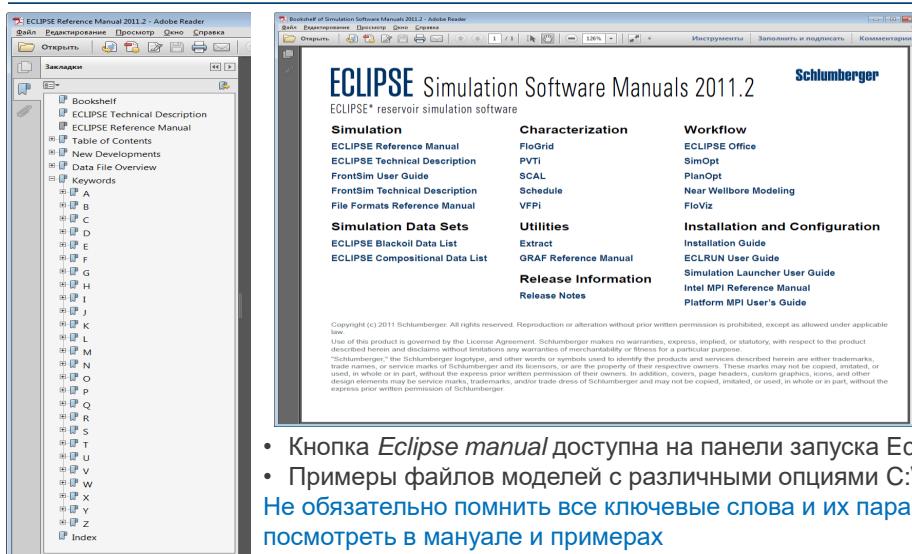
Файл \*.DATA – файл с описанием параметров модели, необходимых для её запуска на расчет. Состоит из ключевых слов и соответствующих этим словам параметров

Секция	Содержание
RUNSPEC	Основные характеристики модели
GRID	Геометрия сетки и основные свойства породы
EDIT	Модификация данных геометрии сетки секции GRID (опциональная секция)
PROPS	PVT и SCAL свойства
REGIONS	Разделение месторождения на регионы
SOLUTION	Инициализация модели
SUMMARY	Запрос выходных данных (опциональная секция)
SCHEDULE	Данные по скважинам, заканчиваниям, наземному оборудованию, дебитам

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 27

## 2.14 Справочники для симулятора ECLIPSE

### Справочники для симулятора ECLIPSE



- Кнопка *Eclipse manual* доступна на панели запуска Eclipse
  - Примеры файлов моделей с различными опциями C:\ecl\2019.1\eclipse\data
- Не обязательно помнить все ключевые слова и их параметры, можно всё посмотреть в мануале и примерах**

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 28

## 2.15 Задание свойств в ячейках

### Задание свойств в ячейках

Для экономии вычислительных ресурсов расчет проводится только в **активных** ячейках.

**Как задать:**

**ACTNUM** – в активных ячейках 1, в неактивных – 0

**NTG** = 0 или **PORO** = 0 – неактивные ячейки

**MINPV** – устанавливает min поровый объем для активной ячейки

**PINCH** – устанавливает min толщину для активной ячейки

**PINCHXY** – устанавливает min размер по X и Y для активной ячейки

**Правила задания свойств в ячейке:**

- Свойства задаются для центра каждой ячейки
- Значения должны быть определены для всех ячеек
- Значения могут быть заданы явно перечислением (можно использовать n<sup>а</sup>) или в виде функции (**OPERATE**)
- Можно рассчитать нужное свойство в калькуляторе, например, в Petrel, FloViz, FloGrid, tNavigator

\*Здесь и далее ключевые слова формата Eclipse выделены **синим шрифтом**

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 29

## Задание свойств в ячейках

---

*Примеры задания свойств*

**PERMX**

0.1 2.0 4.5 1.7 13.2 / *перечисление*

**PERMX**

20\*0.5 10\*1.3 / *группировка одинаковых подряд идущих значений*

**EQUALS**

**PERMX** 0.4 / *значение для всех ячеек*

**PERMX** 12.3 1 10 1 7 3 3 / *значение для перечисленного диапазона ячеек*

**COPY**

**PERMX PERMY** / *копирование массива значений PERMX в массив PERMY*

**PERMX PERMZ** /

/

**MULTIPLY**

**PERMZ** 0.1 / *умножение всех значений массива на заданное число*

/

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 30

## Задание свойств в ячейках

---

*Примеры задания свойств*

**BOX**

1 10 1 7 1 1 / *диапазон ячеек, для которых будет задано свойство*

**PERMX**

10\*0.1 20\*1.5 10\*5.7 30\*6.3 /

**ENDBOX**

Большие массивы данных обычно выносят в отдельный файл, который в основном data-файле подключается ключевым словом **INCLUDE**:

**INCLUDE**

Poro.inc / *подключение файла, лежащего в той же папке*

**INCLUDE**

'D:\TEMP\Testmodel\Inc\GRID.inc' / *полный путь к подключаемому файлу*

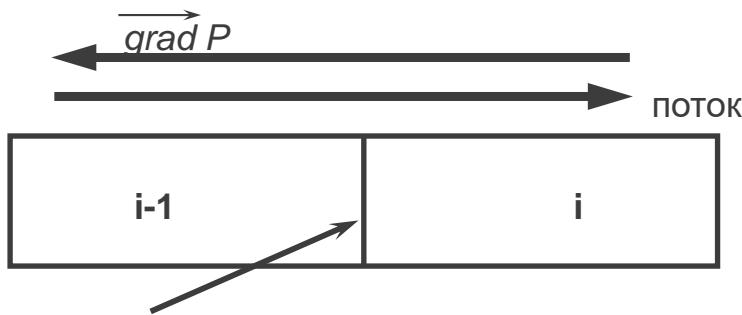
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 31

## 2.16 Поток через ячейку

### Поток через ячейку

Поток через ячейку сетки определяется

- Разницей давления (градиентом давления) между ячейками сетки
- Проводимостью (легкостью перетока флюидов) на границе между двумя ячейками сетки



$TRANX_i$  – проводимость на данной границе

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 32

### Поток через ячейку [6]

По умолчанию для блочно-центрированной геометрии  
(OLDTRAN)

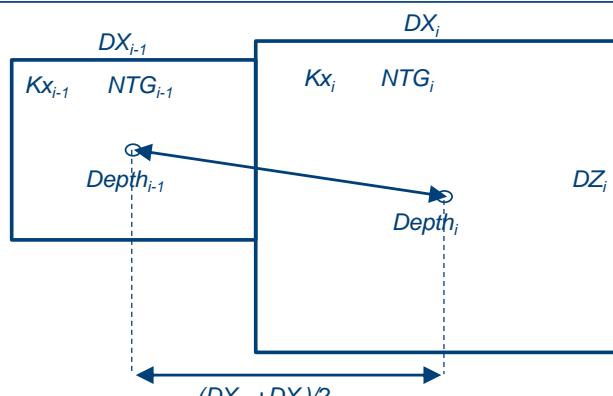
$$T_x = \frac{c \cdot MULTX \cdot A \cdot DIPC}{B}$$

$$A = \frac{DX_{i-1}DY_iDZ_iNTG_i + DX_iDY_{i-1}DZ_{i-1}NTG_{i-1}}{(DX_i + DY_{i-1})}$$

$$B = \frac{\left(\frac{DX_{i-1}}{Kx_{i-1}} + \frac{DX_i}{Kx_i}\right)}{2}$$

$$DIPC = \frac{\left(\frac{DX_{i-1} + DX_i}{2}\right)^2}{\left(\frac{DX_{i-1} + DX_i}{2}\right)^2 + (Depth_{i-1} - Depth_i)^2}$$

$$c = 0.008527$$



Ту и  $T_z$  вычисляются одинаково, но в формуле для  $Z$  не используются множители  $NTG$  и  $DIPC$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 33

## Поток через ячейку [6]

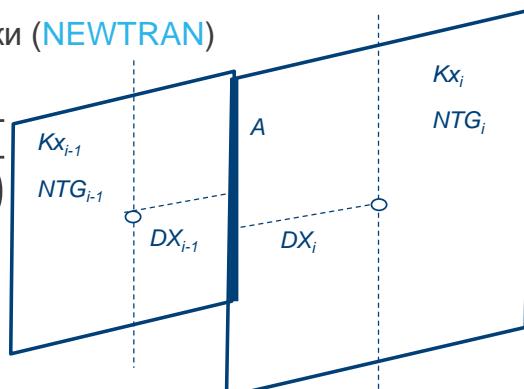
По умолчанию для геометрии угловой точки (**NEWTRAN**)

$$T_x = \frac{c \cdot \text{MULTX}_i}{\frac{1}{Kx_{i-1} \cdot NTG_{i-1} \cdot \left( \frac{A \cdot D_{i-1}}{D_{i-1} \cdot D_{i-1}} \right)} + \frac{1}{Kx_i \cdot NTG_i \cdot \left( \frac{A \cdot D_i}{D_i \cdot D_i} \right)}}$$

$$c = 0.008527$$

$$(A \cdot D_i) = A_X \cdot DX_i + A_Y \cdot DY_i + A_Z \cdot DZ_i$$

$$(D_i \cdot D_i) = DX_i^2 + DY_i^2 + DZ_i^2$$



Ту и  $T_z$  вычисляются одинаково, но в формуле для  $Z$  не используется множитель  $NTG$

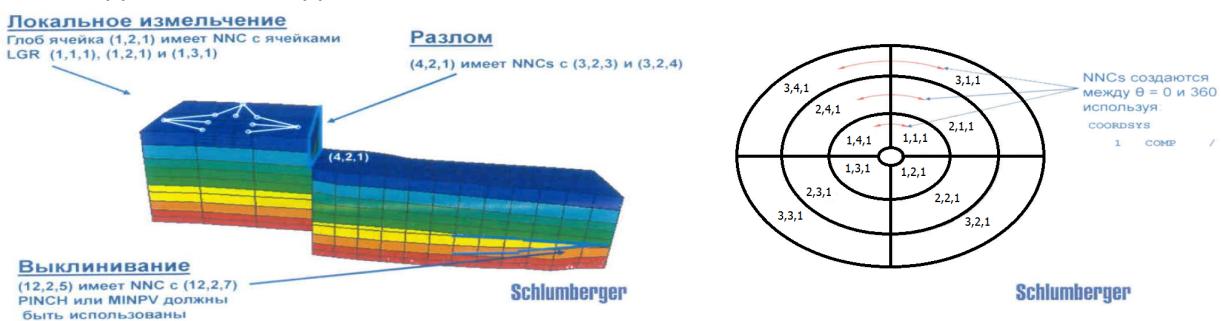
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 34

## 2.17 Несоседние соединения NNC

### Несоседние соединения NNC

NNC разрешает переток между ячейками с несоседними IJK индексами:

- Разломы
- Выклинивание и поверхности выветривания (**PINCH, MINPV**)
- Модели двойной пористости/проницаемости
- Водоносные горизонты (**AQUNNC**)
- Радиальные модели



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 35

## 2.18 Проблемы пространственной дискретизации

### Проблемы пространственной дискретизации

В результате дискретизации пространства и времени возникает численная ошибка, называемая

- Численная дисперсия

Чем больше размер ячеек (меньше количество ячеек), тем менее точно решение

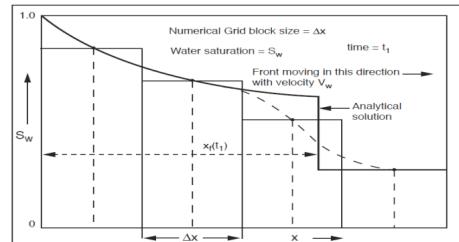
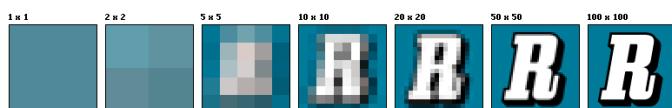


Рисунок взят из [5]

Чтобы уменьшить численную дисперсию:

- Мельче сетка, больше ячеек
- Использовать псевдо-ОФП (полученные в результате 2-х фазного апскеллинга)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 36

### Проблемы пространственной дискретизации

При несовпадении основных направлений фильтрации в пласте с направлением сетки ячеек возникает численная ошибка, называемая

- Эффект ориентации сетки

Чем меньше ячеек нужно пройти флюиду, тем быстрее прорвется вода, будет меньше добыча нефти

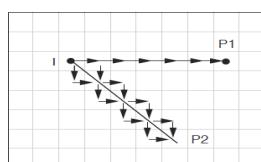
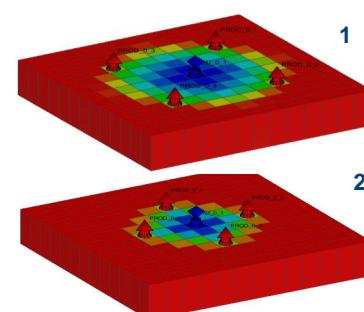


Рисунок взят из [5]



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 37

## Проблемы пространственной дискретизации

### Чтобы уменьшить эффект ориентации сетки:

- Мельче сетка
- Использовать альтернативные численные схемы (в частности в 2Д использовать при расчетах 9-точечную схему)
- Использовать сетку Вороного (PEBI)
- Линии тока

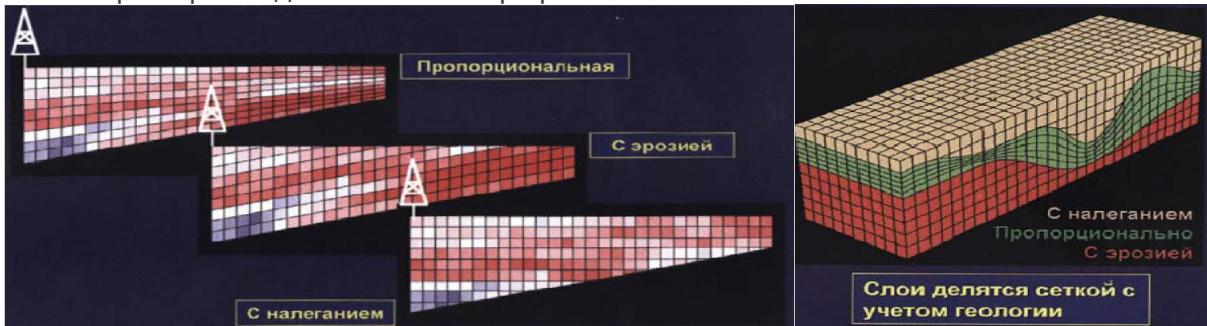
Чем больше разница подвижностей, тем сильнее эффект ориентации сетки

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 38

## 2.19 Построение грида

### Построение грида

Учет характера осадконакопления при разбиении на слои



- налегание - при постепенном увеличении площади осадконакопления (например, заполнение выветренных прогибов фундамента),
- эрозия срез части накопленных осадков, например часть бара «сдувается» при понижении уровня моря
- пропорционально - любое осадконакопление без особенностей (мощности разные из-за разной степени уплотнения пород)

Стратиграфическая сетка оказывает существенное влияние на динамику движения флюидов в пласте, поэтому важно задавать её правильно

*Рисунки Olivier Dubrule*

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 39

## 2.20 Гидродинамические модели (схема)



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 40

## 2.21 Типы расчётовых моделей

### 2.21.1 Модель нелетучей нефти

#### Типы расчетных моделей. Модель нелетучей нефти

- Только три фазы: вода, нефть и газ
- Свойства фаз зависят только от давления. Процессы изотермические

#### Пластовые процессы, моделируемые при помощи модели нелетучей нефти:

- Извлечение на режиме истощения
- Заводнение при наличии сил вязкости/ капиллярных /гравитационных сил (вторичные методы)
- Нагнетание несмешивающегося газа
- Некоторые 3х-фазные процессы, например, попеременное нагнетание (WAG) несмешивающихся флюидов
- Химическое заводнение (полимеры, щелочи, ПАВ, ASP)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 41

## 2.21.2 Композиционная модель

### Типы расчетных моделей. Композиционная модель

---

- Три фазы: вода, нефть и газ
- Нефть и газ задаются покомпонентно ( $C_1, C_2, C_3\dots$ )
- Уравнения рассчитываются для каждой компоненты

**Пластовые процессы, которые можно смоделировать при помощи композиционной модели:**

- Нагнетание газа с увеличением подвижности нефти (смешивающиеся вытеснение)
- Моделирование нагнетания газа в пласт, близкий к давлению насыщения
- Рециркуляция газа в конденсатных месторождениях

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 42

## 2.21.3 Термические модели

### Типы расчетных моделей. Термические модели

---

- Четыре фазы: вода, нефть, газ, твердая фаза
- Свойства фаз зависят от давления и температуры

**Пластовые процессы, моделируемые при помощи термических моделей:**

- Закачка пара, ПТОС
- Закачка горячей жидкости или газа
- Внутрискважинные нагреватели
- Внутрипластовое горение

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 43

## 2.21.4 Модель двойной или мульти-среды

### Типы расчетных моделей. Модели двойной/мульти- среды

- Применяются для моделирования трещиноватых и кавернозных коллекторов (карбонаты, доломиты и т.п.)
- Могут использоваться со всеми перечисленными выше типами моделей (Black Oil, композиционная, термическая)

**Выделяют следующие подтипы:**

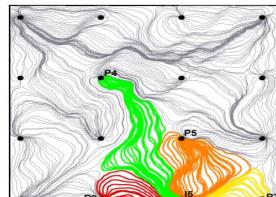
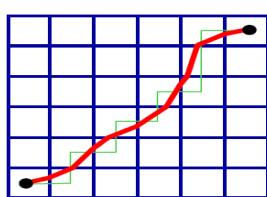
- Модель двойной пористости (запасы в матрице, фильтрация только по трещинам)
- Модель двойной проницаемости (фильтрация и по трещинам и по матрице)
- Модель мультипористости (трещинно-каверно-поровые коллектора, сланцевый газ, метан угольных пластов)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 44

## 2.21.5 Модели линий тока

### Типы расчетных моделей. Модели линий тока

- Вместо решения конечно-разностных уравнений на 3D гриде, решаются 1D транспортные задачи вдоль линий тока
- Эффективное решение транспортных задач влечёт за собой возможность расчёта на многоячееких гридах, увеличение скорости расчёта
- Появляется возможность визуализации линий тока и новая полезная информация о взаимодействии скважин



Рисунки взяты из [7]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 45

## 2.21.6 Proxy-модели

### Типы расчетных моделей. Proxy-модели

Упрощенная модель фильтрации с автоматическим подбором коэффициентов уравнения пьезопроводности (NGT SMART)

**Особенности proxy-модели в NGT SMART:**

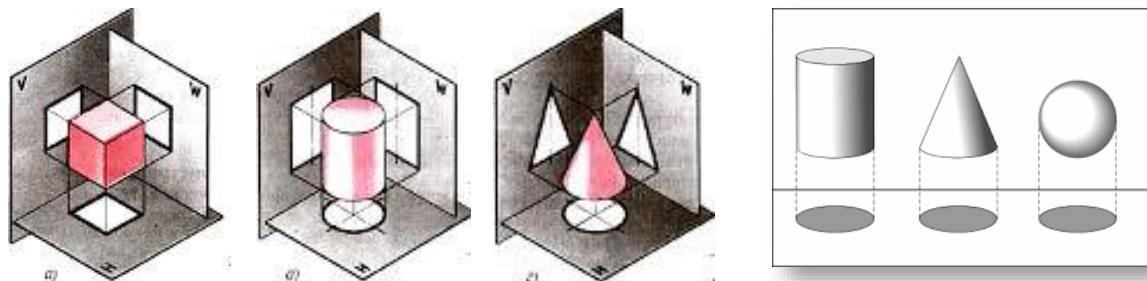
- Пласт плоский
- 2-мерная модель течения
- Объект разработки – 1 слой
- Пористость = const
- Проницаемость – автоматически подбираемый параметр
- Карты начальной нефтенасыщенности и начального давления всегда задаются явным образом
- Нет процедуры гидростатического выравнивания
- Ограниченные возможности регулирования параметров аквифера
- PVT-свойства не зависят от изменения давления
- Нет учета капиллярных сил
- Концевые точки – средние по объекту

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 46

### Типы расчетных моделей. Proxy-модели

Proxy-модели применимы не для всех типов залежей. В случаях, когда необходим учет 3-хмерных эффектов, использовать 2D-proxy не рекомендуется:

- Подгазовые залежи
- Залежи с подстилающей водой с активным водоносным горизонтом
- Высокая неоднородность по разрезу
- Многопластовые залежи с неизвестным распределением добычи по пластам



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 47

## 2.21.7 Суррогатные (мета) модели

### Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Что такое суррогатная модель?

- Математическая модель  $Y \approx f(X)$



Основные составляющие суррогатного моделирования:

- Построение аппроксимации (суррогатной модели)
- Планирование эксперимента (design of experiments)
- Снижение размерности (dimension reduction)
- Консолидация разноточных данных (data fusion)
- Оптимизация (в том числе суррогатная)

По материалам Skoltech

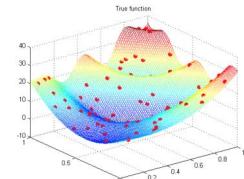
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 48

### Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Основные шаги создания суррогатной модели:

1. Инициализация: вычислительные эксперименты с исходной физ. моделью  $f(X)$  в точках  $\{X_i\} \Rightarrow$  начальная выборка  $S_{init} = \{X_i, Y_i = f(X_i)\}$

2. Построение по  $S_{init}$  функции  $f_{Surr}(X)$ :  $f(X) \approx f_{Surr}(X), X \in U$

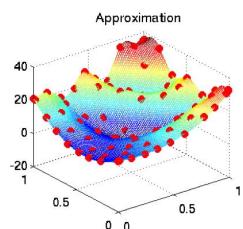


3. Поиск  $X_{new} \in U$  (планирование эксперимента) и вычисление с исходной моделью  $f$  в точке  $X_{new} \Rightarrow$  добавление в данные новой точки  $(X_{new}, f(X_{new}))$

4. Построение новой суррогатной модели  $f_{Surr}(X)$  и анализ точности

5. Итеративный переход к Шагам 2 – 4.

6. Критерий завершения работы: по точности/времени



По материалам Skoltech

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 49

## Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

### Использование суррогатного моделирования:

- ✓ исследование физической модели в области изменения параметров проектирования, «what-if analysis»
- ✓ анализ чувствительности (sensitivity analysis)
- ✓ оптимизация: получение приемлемого решения или решения, улучшающего первоначальные характеристики объекта

**Проведение от сотен до миллионов вычислительных экспериментов →  
невозможно использовать модели, основанные «на первых принципах»**



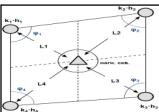
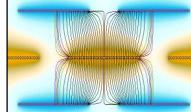
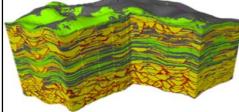
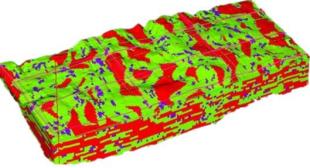
**Требуются «быстрые» модели, аппроксимирующие исходные модели  
(суррогатные модели)**

По материалам Skoltech

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 50

## 2.22 Иерархия гидродинамических моделей

### Иерархия гидродинамических моделей

Сложность, длительность, детальность на входе и выходе				
<b>1D-модель</b> $q_{\text{well}} = f(A_{\text{pattern}}, L_{\text{well}})$	<b>1.5D-модель</b> 	<b>2D-модель</b> 	<b>3D сектор</b> 	<b>3D полномасштабная модель</b> 
Инструмент расчета в условиях крайне высокой неопределенности в данных + Системный подход к контролю параметров скважины/пласта + Широкие возможности автоматизации расчетов + Расчет в режиме реального времени + Неограничен по количеству расчетов	Инструмент расчета в условиях умеренной/высокой неопределенности в данных + Решение оперативных прикладных задач, в т.ч. формирование рекомендаций по завоеванию, ГТМ, промысловым исследованиям + Системный подход к мониторингу параметров скважины/пласта + Широкие возможности автоматизации расчетов + Очень высокая скорость расчетов + Неограничен по количеству расчетов	+ Физическое моделирование прорывов газа и воды + Воспроизведение переходных явлений: конусобразования, дестабилизации фронта + Решение большого количества прикладных задач, в т.ч. определение оптимального расположения ствола скважины, длины горизонтального участка и др. + Высокая скорость расчетов + Возможность встраивания в цикл интегрированного проектирования + Неограничен по количеству расчетов	+ Воспроизведение латеральной неоднородности + Анализ связности коллектора, влияние на разработку + Получение эффективных характеристик пласта с учетом фациальной неоднородности + Расчет значительного количества вариантов разработки для характерных участков + Верификация физических явлений, воспроизведенных в 2D	+ Расчет вариантов разработки + Обоснование концепции поверхностного обустройства месторождения + Верификация фильтрационных характеристик пласта, воспроизведенных в 2D и детальных 3D секторных моделях
NGT-Smart, Repos GeoMate 	Petex Mbal «Контроль разработки» «Подбор кандидатов ГТМ» 	FrontSim, Topaze, floodOPT, RSOFFICE NumEx, GeoMate 	Intersect, Eclipse, CMG, Tempest, tNavigator NumEx, PEBI 	Intersect, Eclipse, CMG, Tempest, tNavigator PEBI 

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 51

## 2.23 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

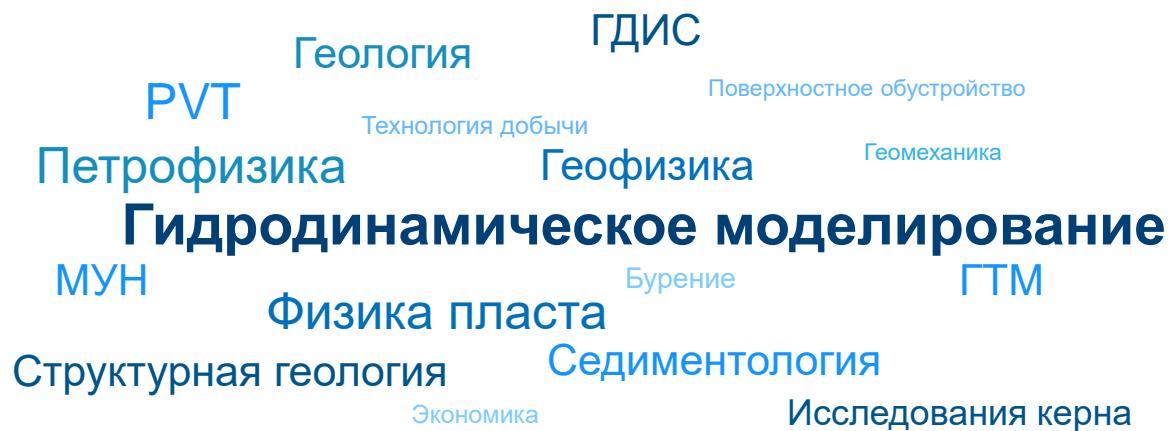
## Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

## *Групповая дискуссия:*

- Какие данные (конкретно, из какой области, масштаб и приборы) необходимы для создания модели месторождения?

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 52

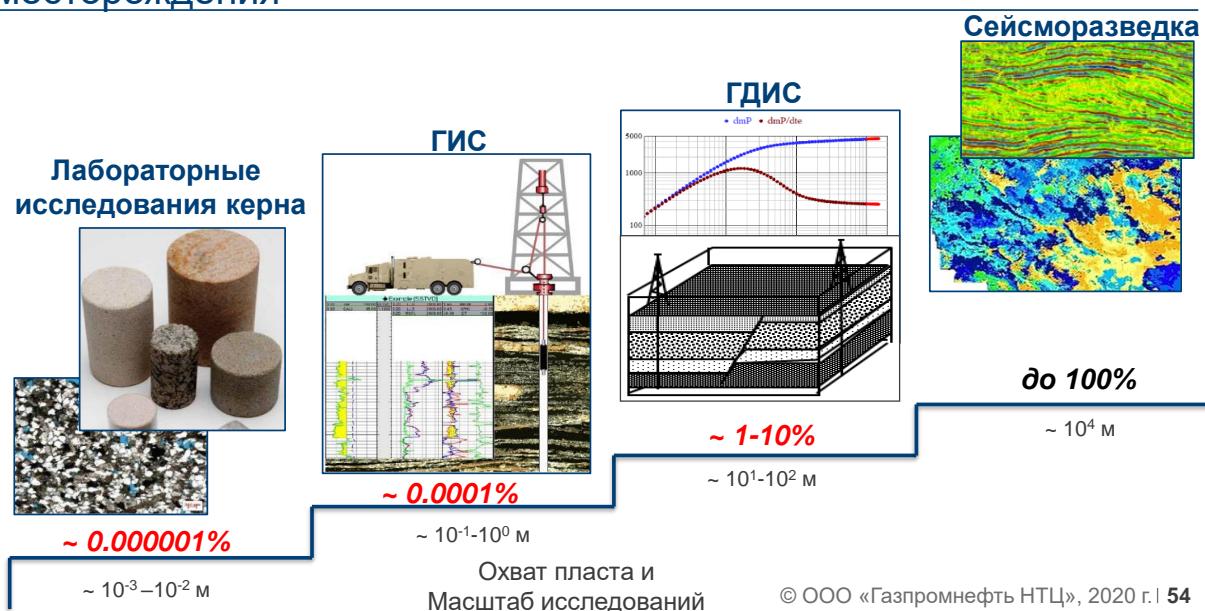
## Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 53

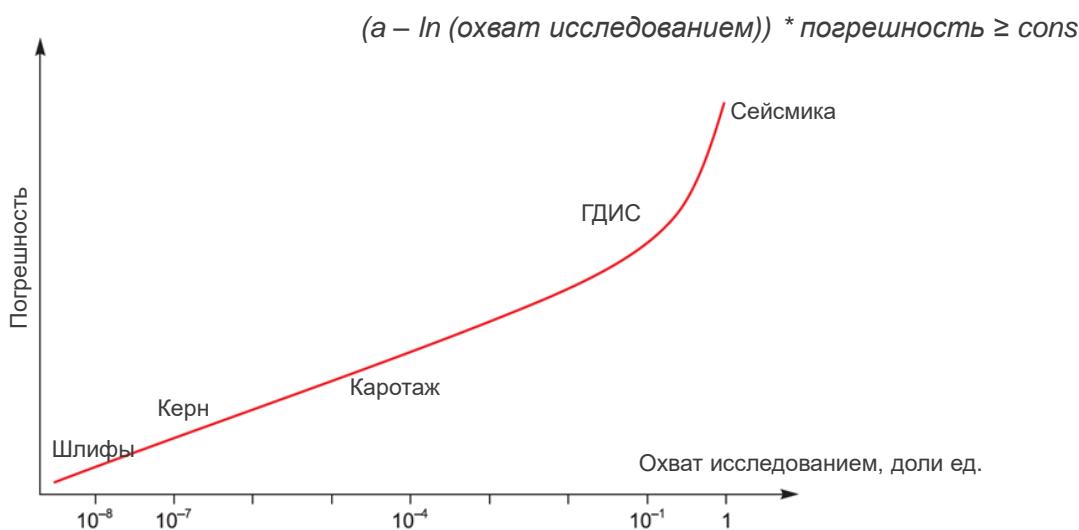
## 2.24 Источники геологической информации в масштабах месторождения

### Источники геологической информации в масштабах месторождения



## 2.25 Охват исследованием и погрешность

### Охват исследованием и погрешность [13]



## 2.26 Исходные данные для гидродинамического моделирования

### Исходные данные для гидродинамического моделирования

Данные	Источник	Кл. слова в Eclipse
Сетка модели (геометрия), разломы	Геомодель	SPECGRID, GRIDUNIT, COORDSYS, COORD, ZCORN, FAULTS
Пористость	Геомодель	PORO
Проницаемость	Геомодель	PERMX, PERMY, PERMZ, PERMR, PERMTHT
Песчанистость	Геомодель	NTG
Насыщенность	Геомодель	SWAT, SOIL, SGAS, SWATINIT
ОФП, капиллярное давление	Анализ керна	SWOF, SGOF, SWFN, SGFN
Остаточные насыщенности	Анализ керна	SWCR, SWL, SWU, SOWCR, SGCR, SGL, SGU, SOGCR, SGWCR, SWGCR
Концевые точки ОФП	Анализ керна	KRW, KRWL, KRO, KRORW, KRG, KRORG
PVT-свойства флюидов	PVT-исследования	DENSITY, PVTW, PVCDO, PVDO, PVTO, PVCO, PVDG, PVTG, PVZG, RS, RV, PBUB, PDEW
Сжимаемость породы	Анализ керна	ROCK, ROCKTAB
Глубина флюидоконтакта	Опробования, РИГИС, первичная эксплуатация скважин, ГДИС, градиент давления	EQUIL
Начальное пластовое давление	ГДИС, градиент-зонд, манометр	EQUIL, PRESSURE, PRVD
Координаты и траектории скважин	Геомодель	WELSPECS, COMPDAT
Перфорации скважин	Отчеты по КРС	COMPDAT
Данные эксплуатации скважин	МЭР, ГДИС, отчеты по КРС и ГТМ	DATES, TSTEP, WCONHIST, WCONPROD, WCONINJH, WCONINJE

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 56

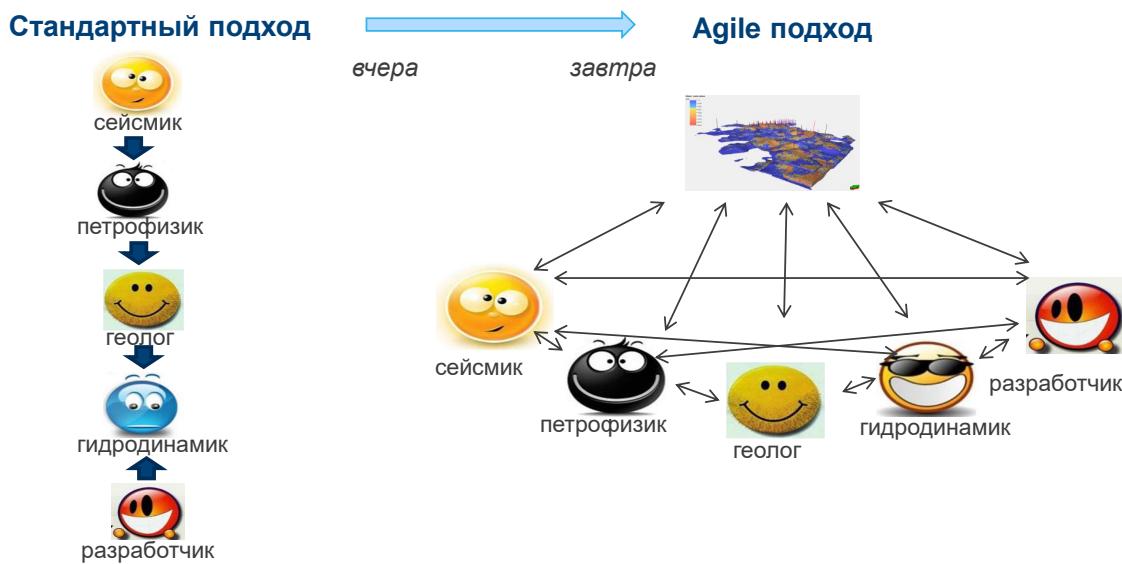
### Исходные данные для гидродинамического моделирования

**Из РД 153-39.0-047-00 по моделированию:** «*Исходные материалы нередко содержат недостоверную информацию. Занесение такой информации, настройка по ней фильтрационной модели или проверка правильности геологической модели недопустимы. Следовательно, поэтому до начала построения модели объекта необходимо тщательно выверить промысловую информацию, используя непосредственно «шахматки» промысла (если они сохранились). Анализ разработки и входных данных по скважинам является ответственным этапом создания модели пластовой системы!*

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 58

## 2.27 Подходы к построению ПДГГДМ

### Подходы к построению ПДГГДМ



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 57

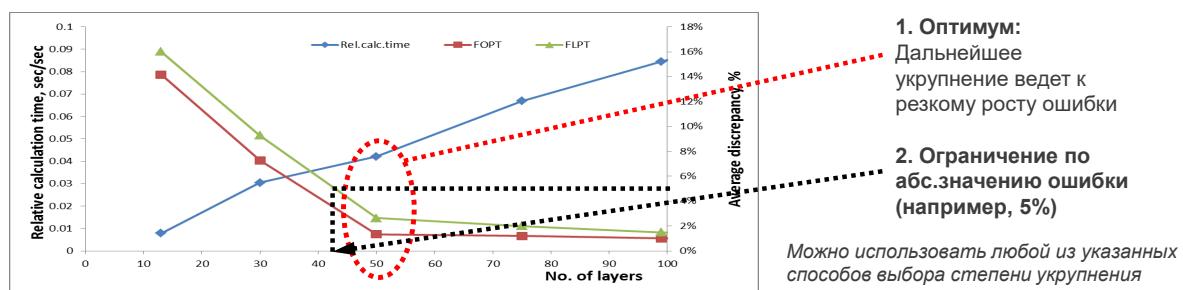
## 2.28 Ремасштабирование геомодели

### Ремасштабирование геомодели

- При гидродинамическом моделировании возникает проблема расчета с большим числом ячеек (большое время расчета)
- В связи с этим требуется уменьшить детальность модели, загрузить её, с сохранением основных особенностей многофазных течений

Можно выделить два основных этапа:

- Upgridding - Ремасштабирование сетки (изменение размеров и кол-ва ячеек)
- Upscaling - Ремасштабирование свойств (осреднение свойств на укрупненную сетку)



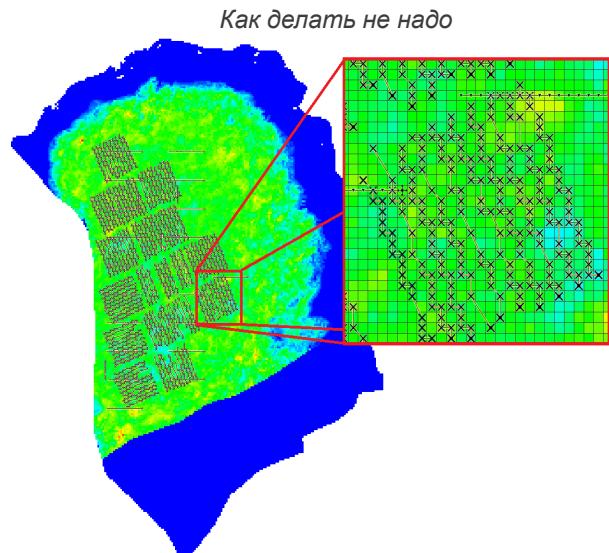
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 59

## 2.29 Ремасштабирование структуры (upgridding)

### Ремасштабирование структуры (Upgridding)

#### Укрупнение по латерали

- Согласно РД 153-39.0-047-00 и Методике Компании М-01.05.25-02 рекомендуется чтобы между скважинами, работающими на один объект было не менее 3-5 ячеек, оптимально 10
- С другой стороны, в условиях ограниченного количества данных не стоит стремиться к излишней детализации (точности не добавится, а время расчета увеличится)

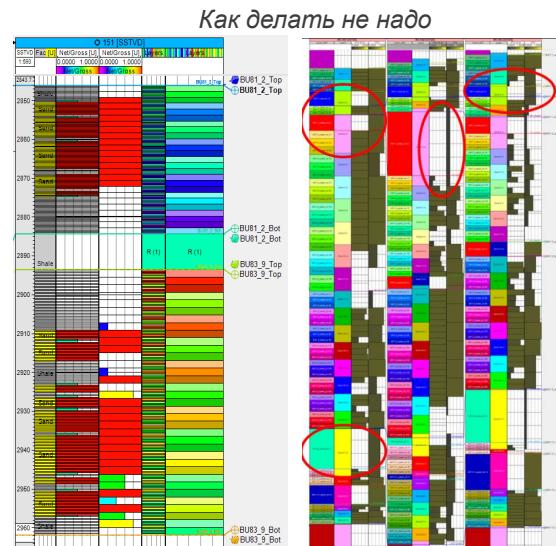


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 60

### Ремасштабирование структуры (Upgridding)

#### Укрупнение по вертикали (по разрезу)

- Выбор степени укрупнения по вертикали определяется необходимостью сохранения вертикальной неоднородности и расчлененности
- Важно!** Контролировать сохранение непроницаемых границ между несвязанными пропластками
- Важно!** Сохранять способ нарезки слоев в ремасштабированной модели
- Важно!** Сохранять протяженные глинистые перемычки



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 61

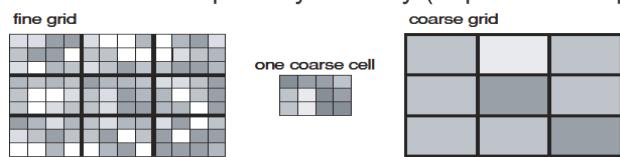
## 2.30 Ремасштабирование свойств

### Ремасштабирование свойств

**Песчанистость** рассчитывается путем взвешивания по геометрическому объему ячеек.

**Пористость** получается осреднением путем взвешивания по эффективному объему (песчанистость\*геом.объем), причем пористость в неколлекторах считается параметром неопределенным (т.е. осреднение происходит только в пределах коллекторов). Находится поровый объем как произведение эффективного объема и пористости

**Насыщенность** определяется осреднением путем взвешивания по поровому объему (пористость\*эфф.объем)



$$NTG = \frac{\sum V_i^{geom} \cdot Lit_i}{\sum V_i^{geom}}$$

$$\varphi = \frac{\sum V_i^{eff} \varphi_i}{\sum V_i^{eff}}$$

$$S_o = \frac{\sum V_i^{por} S_{oi}}{\sum V_i^{por}}$$

Рисунки взяты из [5]

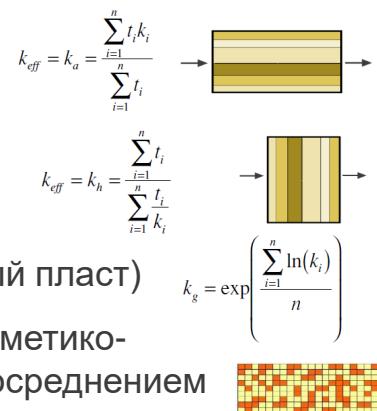
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 62

## 2.31 Ремасштабирование проницаемости

### Ремасштабирование проницаемости

#### Методы ремасштабирования проницаемости:

- Арифметическое среднее (поток в основном параллельно напластованию)
- Гармоническое среднее (поток в основном перпендикулярно напластованию)
- Среднее геометрическое (сильно неоднородный пласт)
- Среднеарифметическое значение между арифметико-гармоническим и гармонико-арифметическим осреднением
- Осреднение на основе решения уравнений однофазной или многофазной фильтрации

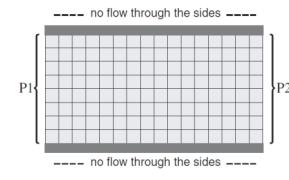


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 63

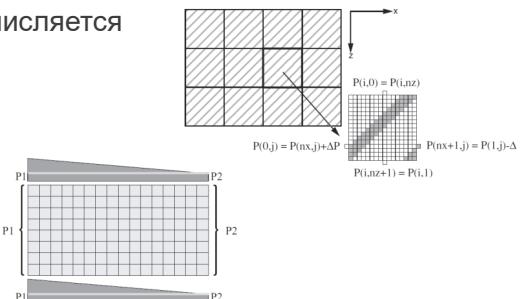
## Ремасштабирование проницаемости (Flow-based)

- Отсутствие перетока через границы (горизонтальная слоистость или случайное распределение). Последовательный расчет  $K_x$ ,  $K_y$ ,  $K_z$  по закону Дарси

$$Q = \frac{k_{eff,x} A (P1 - P2)}{\mu L}$$



- Периодические границы (косая слоистость). Вычисляется полный тензор проницаемости
- Линейное изменение давления на границах (горизонтальная слоистость, применяют для  $K_z$ )

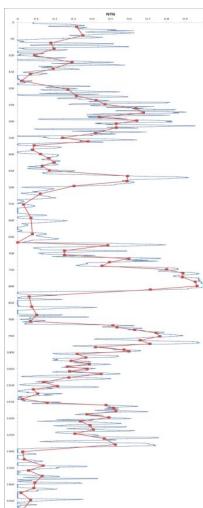


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 64

## 2.32 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

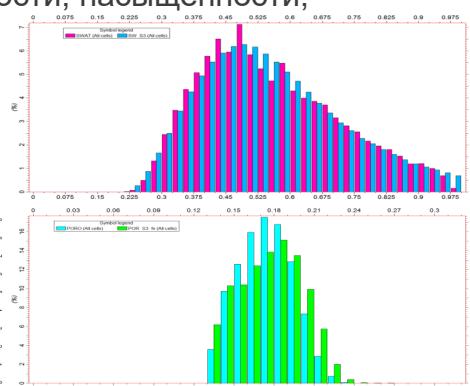
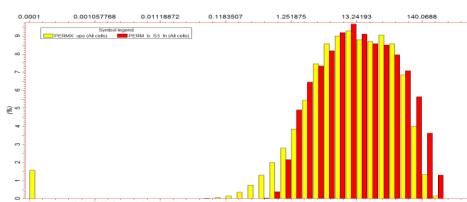
### Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

ГСР песчанистости



Для контроля качества ремасштабирования проводится сопоставление:

- ГСР песчанистости
- Гистограмм и карт пористости, насыщенности, проницаемости
- Начальных запасов УВ
- Эфф.нефтенасыщенных толщин



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 65

## 2.33 Поверхностное натяжение

### Поверхностное натяжение

- Различие в массе и расстоянии между молекулами разных веществ обуславливает дисбаланс сил на границе раздела веществ, что приводит к поверхностному натяжению
- Поверхностное натяжение деформирует внешнюю границу несмешивающихся жидкостей, приводя к образованию капель
- Если две несмешивающиеся жидкости находятся на поверхности твердого тела, то поверхностное натяжение приводит к образованию характерного угла смачиваемости



Рисунок взят из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 66

Далее необходимо рассмотреть, каким образом флюиды взаимодействуют друг с другом и с пластом в ходе фильтрации. Это взаимодействие в основном связано с поверхностным натяжением. Считаем, что химического взаимодействия в пласте не происходит.

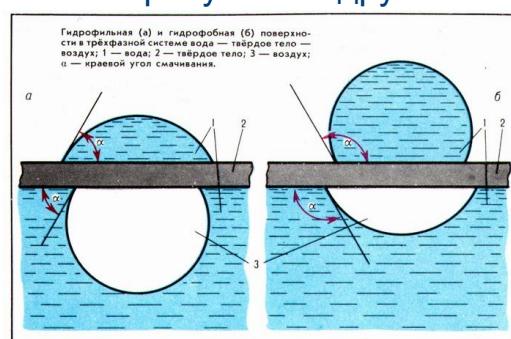
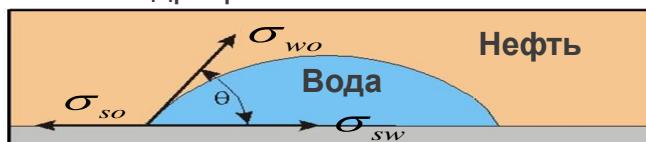
## 2.34 Смачиваемость

### Смачиваемость

**Смачиваемость** – это стремление одного флюида распространяться по твердой поверхности или прилипать к ней в присутствии других несмешивающихся флюидов

Породы бывают:

- гидрофильные
- с промежуточными условиями смачиваемости
- гидрофобные



$$\cos \theta = (\sigma_{so} - \sigma_{sw}) / \sigma_{wo}$$

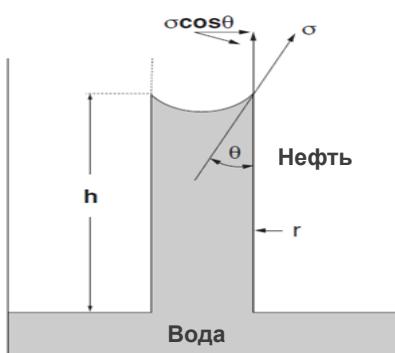
По определению, угол смачивания  $\theta$  измеряется в сторону жидкой фазы, имеющей большую плотность, и изменяется от 0 до 180 градусов

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 67

## 2.35 Капиллярное давление

### Капиллярное давление

Капиллярное давление – разница между давлениями несмачивающей и смачивающей фаз на границе их раздела



Сила, действующая вверх

$$F_{up} = 2\pi \cdot r \cdot \sigma_{wo} \cdot \cos \theta$$

Сила, действующая вниз

$$F_{down} = (\rho_w gh - \rho_o gh) \pi r^2$$

$$P_c = \frac{2\pi r \cdot \sigma_{wo} \cdot \cos \theta}{\pi r^2} = \frac{(\rho_w gh - \rho_o gh) \pi r^2}{\pi r^2}$$

$$P_c = \frac{2\sigma_{wo} \cdot \cos \theta}{r} = (\rho_w - \rho_o) gh$$

Рисунок взят из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 68

Чем больше радиус капилляра, тем меньше капиллярное давление и на меньшую высоту поднимется вода от уровня равновесия (зеркала свободной воды).

Для одного и того же капиллярного давления: чем больше разница плотностей, тем на меньшую высоту флюид поднимется в капилляре. Поэтому переходная зона между нефтью и водой значительно больше, чем переходная зона между нефтью и газом. На самом деле, переходную зону между нефтью и газом моделируют очень редко: обычно просто задают газонефтяной контакт (ГНК) в пределах одной ячейки.

Нелинейная фильтрация связана с вязкостью жидкости и капиллярными эффектами (запирающий градиент / давление сдвига). Подумать об этом и почитать подробнее про нелинейную фильтрацию!

## Капиллярное давление

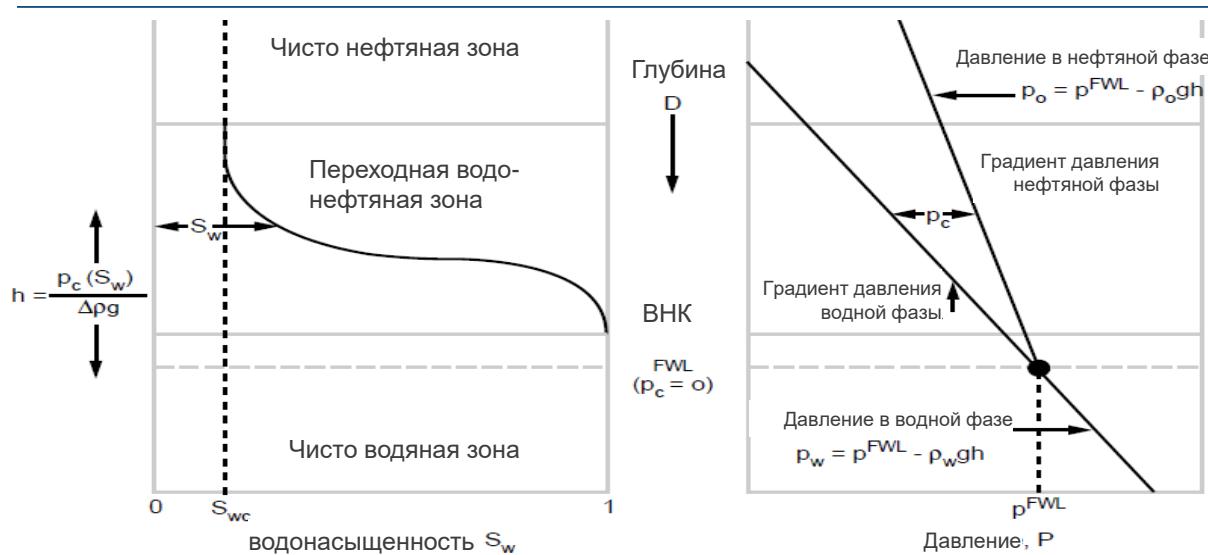


Рисунок взят из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 69

Зеркало свободной воды = капиллярное давление равно нулю. От этого уровня считается высота подъёма воды по капиллярам.

Определение ВНК (водонефтяного контакта) не так однозначно (есть несколько разных определений).

## Капиллярное давление

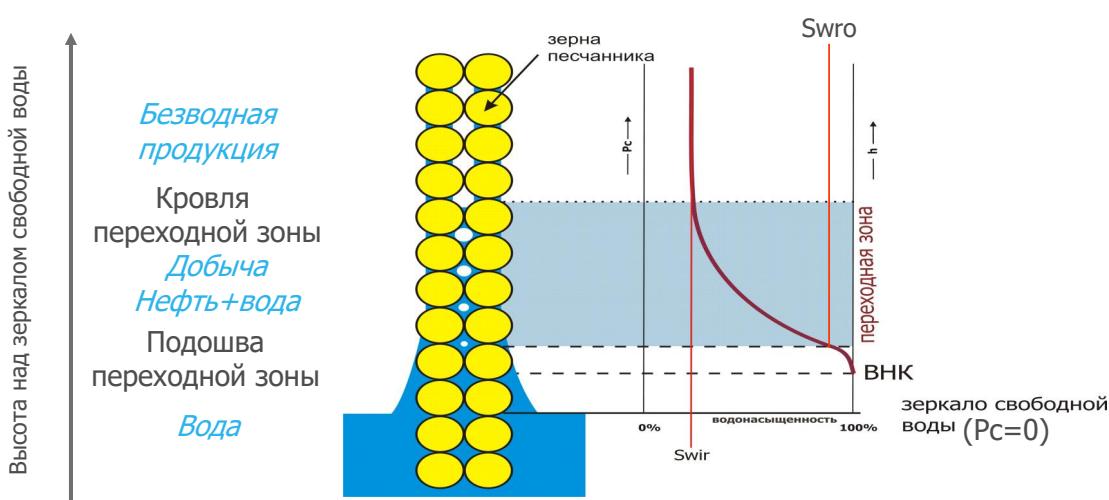


Рисунок взят из [5]

70

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 70

## Капиллярное давление

Давление вытеснения – капиллярное давление, при котором непрерывная нить смачивающей фазы соединяет самые крупные поры породы

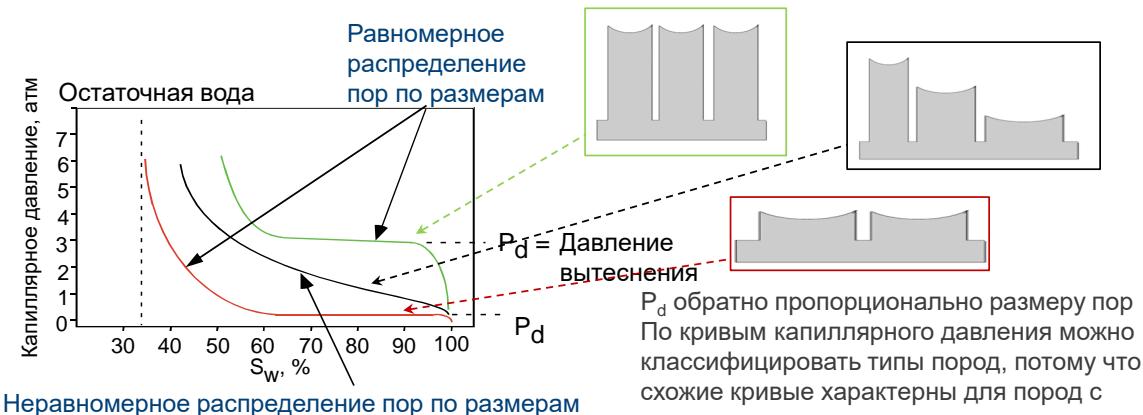


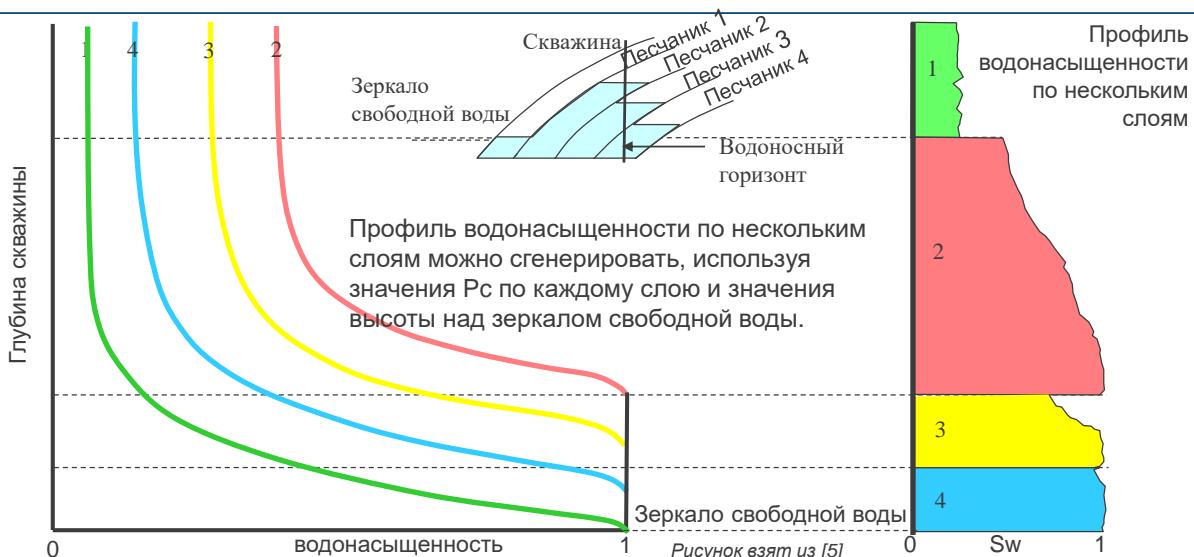
Рисунок взят из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 71

По виду капиллярной кривой можно судить об однородности коллектора и о размере пор.  
 Для узких пор полка (практически постоянное значение на графике) по капиллярному давлению находится выше, чем для широких пор.  
 Для неоднородного коллектора нет полки по капиллярному давлению (плавный переход).

### 2.36 Капиллярное давление для разных типов породы

#### Капиллярное давление для разных типов породы



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 72

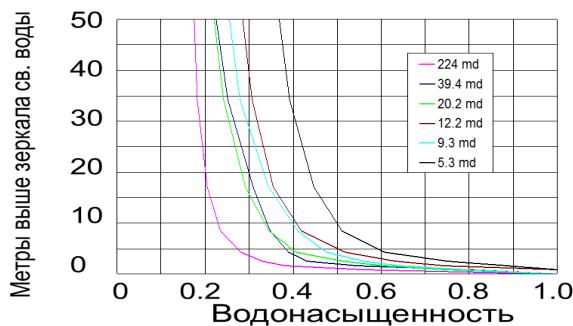
Во втором песчанике самый худший коллектор (самые узкие поры).

## 2.37 J-функция Леверетта

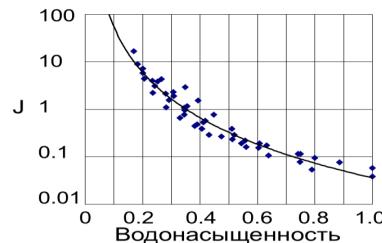
### J-функция Леверетта

J-функция – это средство нормализации значений Рс по образцам с различными значениями пористости и проницаемости

$$J(S_w) = U_c \frac{P_c(S_w) \cdot \sqrt{\frac{k}{\varphi}}}{\sigma \cos \theta}$$



- $P_c$  - Капиллярное давление
- $k$  - Проницаемость
- $\varphi$  - Пористость
- $\sigma$  - Поверхностное натяжение
- $U_c$  - Константа для системы единиц
- $\theta$  - Угол смачивания



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 73

$\sqrt{\frac{k}{\varphi}}$  характеризует извилистость поровых каналов.

Рассчитываем значения J-функции, и далее строим график, подобный представленному справа: отмечаем подсчитанные точки и аппроксимируем их некой зависимостью (которую в дальнейшем будем использовать в расчётах ГДМ).

На графике могут получиться не одно облако точек, а два или три (если есть несколько пластов с разными характеристиками или разные блоки на месторождении, в каждом из которых получился свой тип коллектора вследствие разных геологических процессов). Тогда будет несколько аппроксимирующих кривых, которые можно использовать отдельно для каждого рассматриваемого блока или пласта соответственно.

## 2.38 Капиллярное давление. Лабораторные исследования

### Капиллярное давление. Лабораторные исследования

$$P_{c,res} = \frac{\sigma_{res} \cos \theta_{res}}{\sigma_{lab} \cos \theta_{lab}} \cdot P_{c,lab}$$

Для системы ртуть-воздух:  $\sigma_{lab} = 480$  дин/см,  $\theta_{lab} = 140$  градусов

Для системы вода-воздух:  $\sigma_{lab} = 72$  дин/см,  $\theta_{lab} = 0$  градусов

Для системы углеводород-пластовая вода:

- Поверхностное натяжение  $\sigma$ , должно быть скорректировано с учетом пластовой температуры
- Изменением поверхностного натяжения с изменением давления мы пренебрегаем
- Значение поверхностного натяжения в пластовых условиях  $\sigma_{res}$  может быть замерено, или взято из опубликованной литературы (Schowalter, 1979)

Система	Конт. угол $\theta$	Пов. натяж. $\sigma$
Лаборатория		
Воздух-вода	0	72
Нефть-вода	30	48
Воздух-ртуть	140	480
Воздух-нефть	0	24
Коллектор		
Вода-нефть	30	48
Вода-газ	0	50

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 74

Иногда проводятся керновые лабораторные исследования не с пластовыми флюидами. Например, с ртутью и воздухом. И полученные данные пытаются применить для пласта. Но в наше время так делают только самые отсталые лаборатории. Сейчас стараются извлекать флюид, имеющийся на месторождении, и использовать его в экспериментах с керном. Если же исследование уже проведено в системе ртуть-воздух, то придётся их пересчитать в систему нефть-вода по формуле, представленной на слайде. При этом понадобятся значения, представленные в таблице.

## 2.39 ОФП

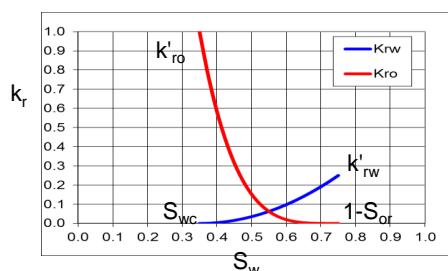
### ОФП

$$k_{\text{eff}} = k_{\text{abs}} \cdot k_r$$

|

Абсолютная проницаемость

Взаимодействие фаз и породы влияет на поток флюидов, проходящих через породу



Течение только нефти  
10 см³/мин



1.5 см³/мин нефти + 0.5 см³/мин воды

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 75

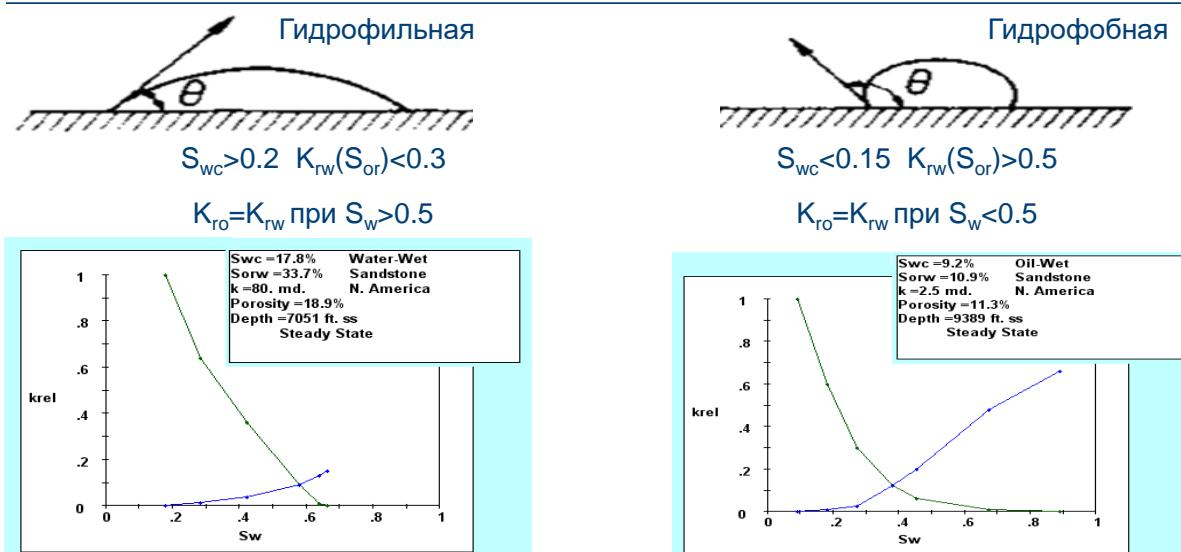
Поверхностное натяжение кроме капиллярного давления приводит ещё к взаимному сопротивлению фильтрации нескольких флюидов.

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) флюида 1 в присутствии флюида 2 – это некий множитель (зависящий от насыщенности флюида 1) перед абсолютной проницаемостью, который позволяет найти эффективную проницаемость флюида 1 в присутствии флюида 2.

В рассматриваемой на слайде ситуации (50% воды и 50 % нефти) из графиков зависимости ОФП от водонасыщенности видим, что эффективная проницаемость воды будет составлять 5% от абсолютной проницаемости, а эффективная проницаемость нефти будет составлять 15% от абсолютной проницаемости.

## 2.40 Смачиваемость. Критерий Craig (1971)

### Смачиваемость. Критерий Craig (1971)



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 76

По виду кривых ОФП можем сделать вывод о гидрофобности или гидрофильности рассматриваемой породы.

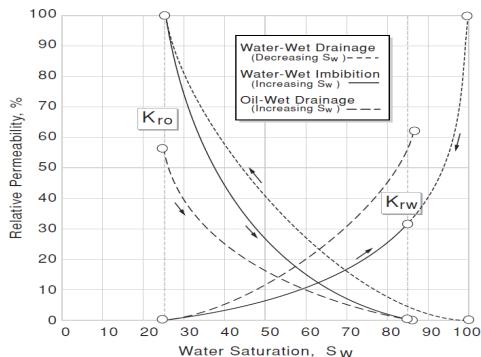
Для гидрофильной породы вода прилипает к стенкам поры. Следовательно, связанная водонасыщенность будет достаточно большой (как правило, больше 20%) и максимальная ОФП по воде будет иметь небольшое значение (как правило меньше 0.3). Кривая ОФП по воде прижата к оси абсцисс: точка пересечения кривых ОФП будет правее 50% по насыщенности.

Для гидрофобной породы наоборот: нефть прилипает к порам, а вода нет. Следовательно, кривая ОФП по нефти более прижата, а по воде более поднята. Связанная водонасыщенность меньше 15%, максимальная ОФП по воде больше 50%. Точка пересечения кривых ОФП будет левее 50%.

## 2.41 Гистерезис ОФП

### Гистерезис ОФП

При вытеснении в разных направлениях ОФП будут различаться – гистерезис ОФП



**Дренирование** – процесс вытеснения смачивающей фазы несмачивающей (насыщенность смачивающей фазы уменьшается)

**Пропитка** – процесс вытеснения несмачивающей фазы смачивающей (насыщенность смачивающей фазой увеличивается)

#### Нужно ли задавать в ГДМ?

Нужно, если есть смена направлений фильтрации:

- Циклическая закачка
- Обширная переходная водо-нефтяная зона

#### Ключевые слова:

SATNUM, IMBNUM – номера регионов ОФП дренажа и пропитки

SATOPTS – опция 'HYSTER' указывает на использование гистерезиса ОФП в модели

EHYSTR – параметры гистерезиса ОФП и Рс

HYSTCHCK – доп.проверка согласованности концевых точек

Рисунок взят из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 77

В школьном курсе физики изучали гистерезис для упругих свойств (сжатие-растяжение) при преодолении определённого значения напряжения.

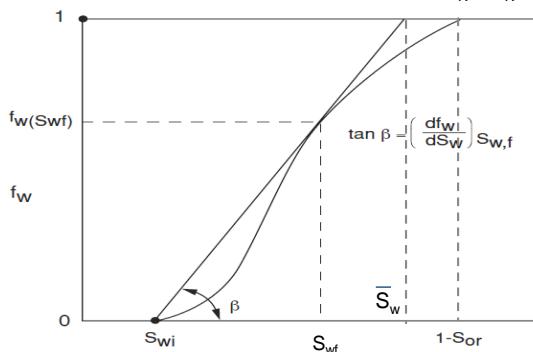
В рассматриваемом случае гистерезис наблюдается вследствие зависимости ОФП от направления фильтрации (вода вытесняет нефть или нефть воду).

## 2.42 ОФП. Лабораторные исследования

### ОФП

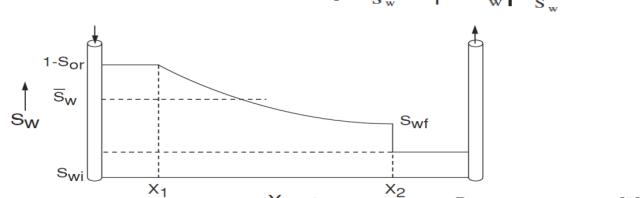
Вид кривых ОФП совместно с соотношением вязкостей воды и нефти влияет на скорость распространения фронта заводнения и на величину скачка насыщенности на фронте

$$f_w(S_w) = \frac{Q_w B_w}{Q_w B_w + Q_o B_o} \approx \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad \text{Функция Баклея-Леверетта}$$



Скорость продвижения фронта заводнения

$$v_{sw} = \left. \frac{dx}{dt} \right|_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left. \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right|_{S_w}$$



Рисунки взяты из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 78

Теория Баклея-Леверетта. На основе ОФП можем рассчитать, каким образом будет происходить заводнение в пласте (другими словами, как будет продвигаться фронт вытеснения).

ОФП совместно с соотношением вязкостей нефти и воды влияют на скорость распространения фронта заливания и на величину скачка насыщенности.

$f_w(S_w)$  – функция фракционного потока.

Графический анализ (по Уэлджу): зная угол наклона касательной к кривой фракционного потока (графику зависимости  $f_w(S_w)$ ), можем найти скорость продвижения фронта заливания. Насыщенность в точке касания – это насыщенность на фронте вытеснения.

Насыщенность в точке пересечения касательной и горизонтальной прямой  $f_w = 1$  – это средняя насыщенность от нагнетательной скважины до края заливания.

Таким образом, даже без построения модели, имея только ОФП и вязкости, можем многое рассказать о том, каким образом будет происходить вытеснение.

## ОФП. Лабораторные исследования

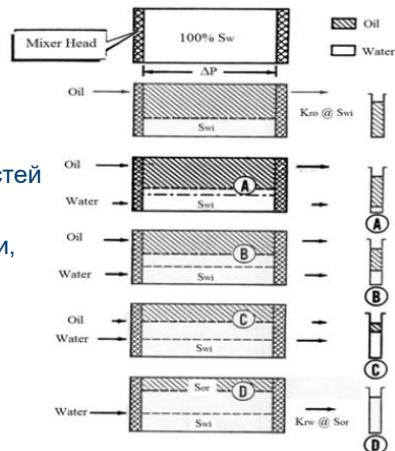
- **Установившийся режим.** При применении метода установившегося режима постоянная пропорция флюидов пропускается через тестовый образец до достижения равновесного состояния давления и насыщенности. Эффективная проницаемость каждой жидкой фазы вычисляется как функция насыщения посредством прямого применения закона Дарси путем замеров объемного расхода жидкости, падения давления и насыщенности каждой отдельной фазы. За все эти годы было разработано и введено в обиход множество методов, при этом наибольшее распространение получили пенсильванский метод и метод Хасслера.
- **Неустановившийся режим.** Испытания этого типа проводятся посредством измерения общего объема потока на выходе из образца керна в ходе процесса принудительного вытеснения и расчета по результатам данных измерений коэффициента относительной проницаемости. Обычной функцией, применяемой для вычисления относительной проницаемости, является та или иная форма уравнения Баклея–Леверетта. Методы неустановившегося режима быстрее и дешевле методов установившегося режима.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 79

Есть 2 режима лабораторных исследований: установившийся и неустановившийся.

## ОФП. Лабораторные исследования

- Согласно единой отраслевой методики ОСТ 39-235-89 замеры проводятся на установившемся режиме
- Исследования проводятся на одиночном или составном образце
- Используются пластовые флюиды, в пластовых условиях
- Перед проведением испытания в образце (образцах если модель составная) водонасыщенность создается равной остаточной
- Определение ОФП проводится при изменении соотношения жидкостей в фильтрационном потоке от чистой нефти до чистой воды
- На каждом режиме достигают установившегося режима фильтрации, фиксируя показания дифференциального манометра
- После установления каждого режима определяют установившуюся насыщенность образца
- Замеры проводят не менее, чем в 5 точках: 0% воды в потоке, 25%, 50%, 75%, 100%

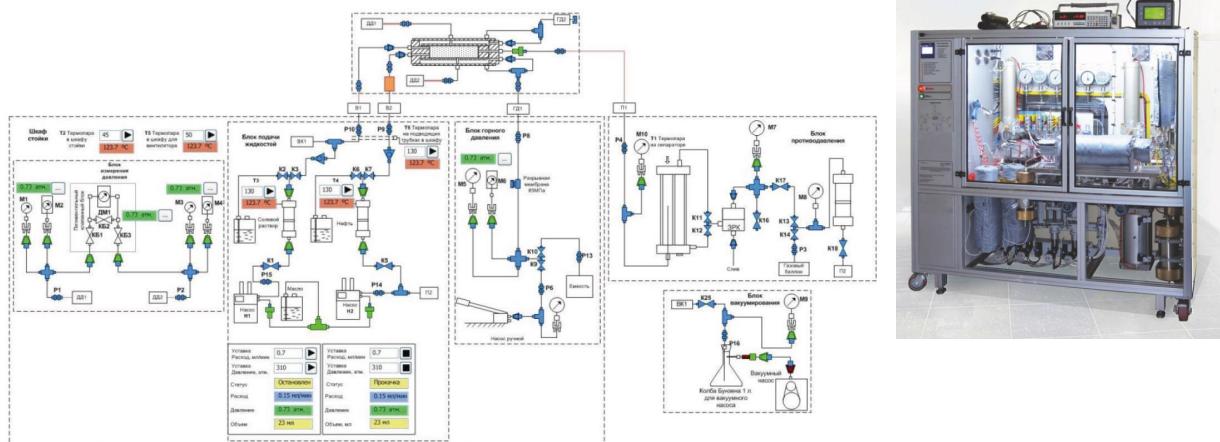


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 80

По стандартам все исследования должны проводиться на установившемся режиме. Минус такого подхода: для низкопроницаемых образцов время установления может занимать месяц или даже несколько месяцев. Это дорого. Поэтому иногда проводят быстрые исследования на неустановившемся режиме, но это менее точно и не соответствует стандартам.

## ОФП. Лабораторные исследования

Схема установки для измерения двухфазных ОФП на керне



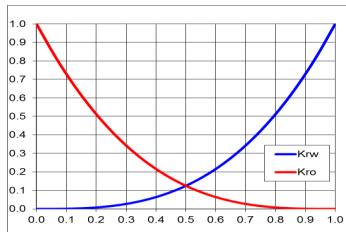
По материалам компании Геологика [10]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 81

## 2.43 ОФП. Корреляции Corey и LET

### ОФП

Для аппроксимации результатов лаб.исследований используются корреляции Corey или LET



#### Корреляция Corey

$$K_{ro}(S_w) = K_{ro}(S_{wc}) \left( \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{N_o}$$

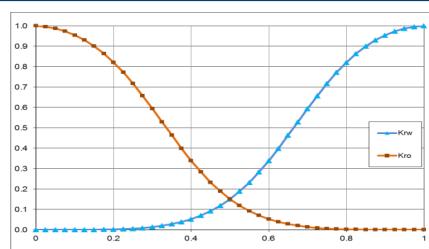
$$K_{rw}(S_w) = K_{rw}(S_{or}) \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{N_w}$$

#### Корреляция LET

$$k_{row} = k_{ro}^x \frac{(1 - S_{wn})^{Lwo}}{(1 - S_{wn})^{Lwo} + E_o^w (S_{wn})^{Two}}$$

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

$$k_{rw} = k_{rw}^o \frac{(S_{wn})^{Low}}{(S_{wn})^{Low} + E_o^w (1 - S_{wn})^{Tow}}$$



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 82

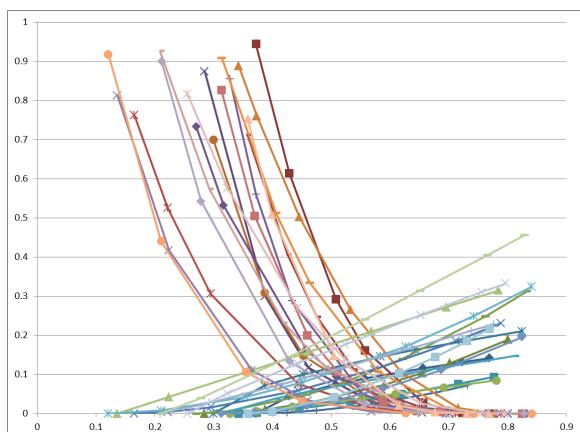
Аппроксимация проводится с целью удобства: необходимо, чтобы ОФП были гладкими функциями. Это позволяет легче находить решение при использовании численных схем.

Корреляция LET (появилась 15-20 лет) позволяет лучше описать лабораторные исследования: есть участки с разной выпуклостью/вогнутостью.

## 2.44 Как задать ОФП в ГДМ, если есть несколько исследований?

### ОФП

#### Как задать ОФП в ГДМ, если есть несколько исследований?



1. Привести кривые к единым диапазонам (нормализовать)
2. Подобрать параметры функции аппроксимации (Corey, LET), соответствующие средним значениям (а лучше выбирать среднюю кривую по кривой фракционного потока)
3. Найти корреляцию остат.насыщенностей и концевых точек от ФЕС
4. Рассчитать кубы остат.насыщеностей и концевых точек от ФЕС в модели
5. Задать средние кривые ОФП

Если есть разделение на фации, HFU, петротипы, литотипы и т.п., то можно попробовать задать каждому типу свои ОФП (осреднять в пределах типа)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 83

## ОФП

Чтобы задать зависимость ОФП от свойств ячейки используется масштабирование

- 2-х точечное
- 3-х точечное

По результатам анализа керна:

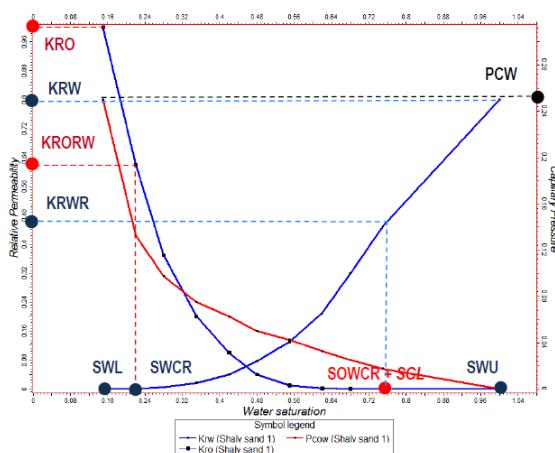
- Остаточные насыщенности и концевые точки ОФП задаются в зависимости от других свойств
- В модели задаются нормализованные кривые ОФП, а симулятор в соответствии с выбранными опциями растягивает и сжимает кривые ОФП в каждой ячейке модели на основе заданных в ней свойств остаточных насыщенностей и концевых точек

Таким образом, получается, что ОФП в каждой ячейке модели зависят от других ее свойств

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 84

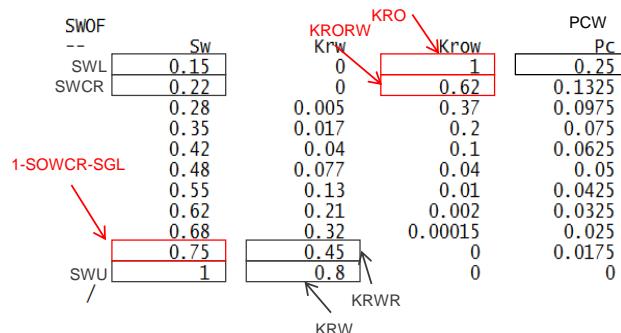
## 2.45 Концевые точки ОФП в системе нефть-вода

### Концевые точки ОФП в системе нефть-вода



**KRW** – отн.проницаемость воды при макс. Sw  
**KRWR** – отн.проницаемость воды при крит. So  
**KRORW** – отн.проницаемость нефти при крит. Sw  
**KRO** – отн.проницаемость нефти при макс. So

По материалам Schlumberger



**SWL** – связанная водонасыщенность

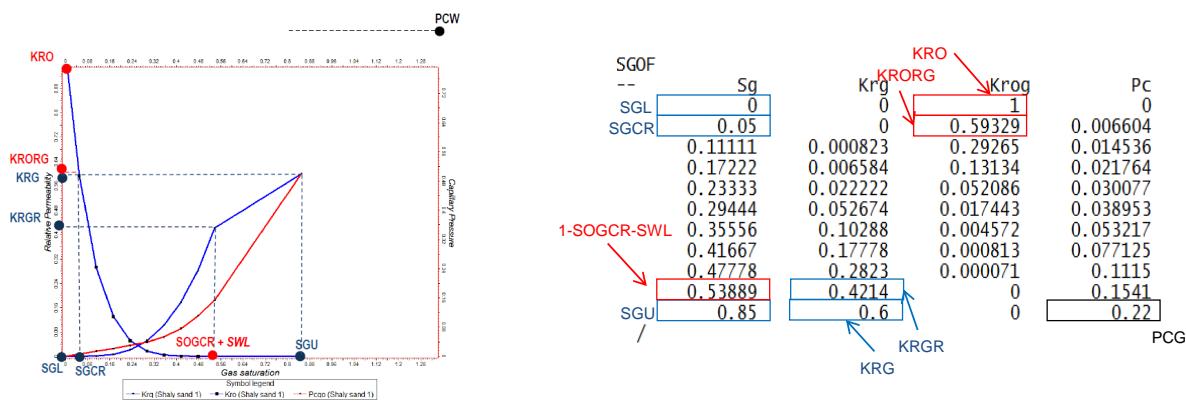
**SWCR** – критическая водонасыщенность

**SWU** – максимальная водонасыщенность

**SOWCR** – критическая нефть в переходной зоне нефть-вода

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 85

## Концевые точки ОФП в системе нефть-газ



**SGL** – связанный газонасыщенность  
**SGCR** – критическая газонасыщенность  
**SGU** – максимальная газонасыщенность  
**SOGCR** – критическая нефть в переходной зоне нефть-газ

**KRG** – отн.проницаемость газа при макс. \$S\_g\$  
**KRGR** – отн.проницаемость газа при крит. \$S\_o\$  
**KRORG** – отн.проницаемость нефти при крит. \$S\_g\$  
**KRO** – отн.проницаемость нефти при макс. \$S\_o\$

По материалам Schlumberger

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 86

## 2.46 Масштабирование ОФП

### Масштабирование ОФП

Без ключевого слова SCALECRS:	
2-точечное	
\$k_{rw}\$	SWCR & SWU
\$k_{rg}\$	SGCR & SGU
\$k_{row}\$	SOWCR & \$(1-SWL-SGL)\$
\$k_{rog}\$	SOGCR & \$(1-SWL-SGL)\$

С ключевым словом SCALECRS:	
3-точечное	
\$k_{rw}\$	SWCR, \$(1-SWCR-SGL)\$ & SWU
\$k_{rg}\$	SGCR, \$(1-SOGCR-SWL)\$ & SGU
\$k_{row}\$	SOWCR, \$(1-SWCR-SGL)\$ & \$(1-SWL-SGL)\$
\$k_{rog}\$	SOGCR, \$(1-SGCR-SWL)\$ & \$(1-SWL-SGL)\$

#### В водо-газовой модели

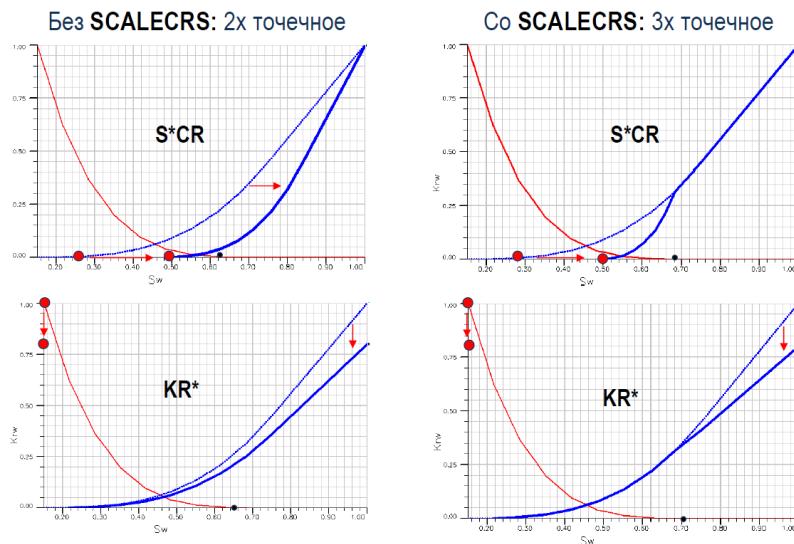
\$k_{rw}\$	SWCR, \$(1-SGCR)\$
\$k_{rg}\$	SGCR, \$(1-SWCR)\$ & SGU

$$S'_w = S_{wcr} + \frac{(S_w - SWCR)(S_{wmax} - S_{wcr})}{SWU - SWCR}$$

По материалам Schlumberger

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 87

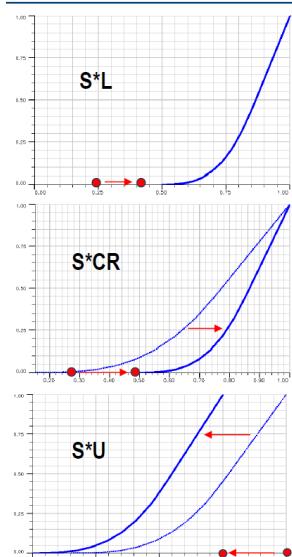
## Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 88

## Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

### Изменение $S^*L$ или $S^*U$ :

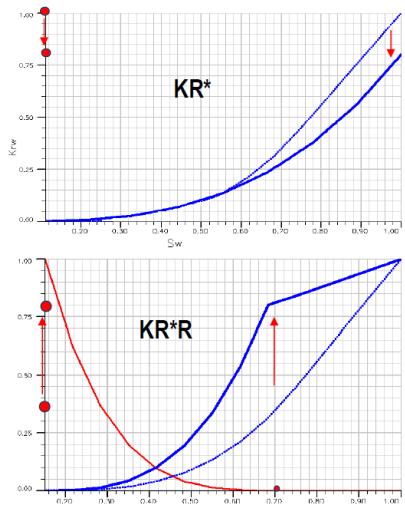
- Балансовые запасы
- Тип коллектора

### Изменение $S^*CR$ :

- Извлекаемые запасы
- Подвижность фазы в переходной зоне
- Продвижение фронта вытеснения
- Время прорыва фазы в скважину
- Интенсивность повышения насыщенности
- Коэффициент вытеснения фазы

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 89

## Масштабирование ОФП



Изменение **KR\***:

- Подвижность фазы в области 100% насыщенности (для воды – ниже ВНК)
- Приемистость нагнетательных скважин
- Скорость продвижения фронта

Изменение **KR\*R**:

- Фильтрация фазы в переходной зоне
- Распределение насыщенности на границе фронта вытеснения

$$K'_{rw} = K_{rw} \left( \frac{KRW}{K_{rw max}} \right)$$

По материалам Schlumberger

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 90

### 2.46.1 По горизонтали (по насыщенности)

## Масштабирование ОФП по горизонтали (по насыщенности) [6]

$$S'_w = S_{wcr} + \frac{(SW - SWCR)(S_{wmax} - S_{wcr})}{SWU - SWCR}$$

**Двухточечное:**

[EQ 58.2]

so that  $K_{rw}$  is evaluated by lookup in the input table using

$K_{rw}(SW) = K_{rw}(S'_w)(table)$  for  $SWCR \leq SW \leq SWU$ . For  $SW \leq SWCR$  then  $K_{rw}(SW) = 0$  and for  $SW \geq SWU$  then  $K_{rw}(SW) = K_{rwmax}(table)$ .

$SWCR \leq SW \leq SR$

$$S'_w = S_{wcr} + \frac{(SW - SWCR)(S_r - S_{wcr})}{SR - SWCR}$$

**Трехточечное:**

[EQ 58.3]

$SR \leq SW \leq SWU$

$$S'_w = S_r + \frac{(SW - SR)(S_{wmax} - S_r)}{SWU - SR}$$

[EQ 58.4]

and also for  $SW \leq SWCR$  then  $K_{rw}(SW) = 0$ , and for  $SW \geq SWU$  then

$K_{rw}(SW) = K_{rwmax}(table)$ .

[EQ 58.5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 91

## 2.46.2 По вертикали

### Масштабирование ОФП по вертикали [6]

$$K_{rw} = K_{rw}(\text{table}) \left( \frac{\text{KRW(grid block)}}{K_{rw \max}(\text{table})} \right) \quad \text{Двухточечное:} \quad [\text{EQ } 58.6]$$

The  $K_{rw \ max}(\text{table})$  is taken to be the value at either the maximum saturation of the saturation table or at  $\text{SWU}$  if this has been specified.

$SR = 1 - \text{SOWCR-SGL}$  in water/oil or gas/oil/water runs

$SR = 1 - \text{SGCR}$  in gas/water runs

Hence the two cases are:

Трехточечное:

1  $SWCR \leq SW \leq SR$

$$K_{rw}(S) = K_{rw}(S') \frac{\text{KRWR(grid block)}}{K_{rw}(S_r)(\text{table})} \quad [\text{EQ } 58.7]$$

2  $SR \leq SW \leq SWU$

$$K_{rw}(S) = \text{KRWR} + \frac{(K_{rw}(S')(\text{table}) - K_{rw}(S_r)(\text{table}))}{(K_{rw \ max}(\text{table}) - K_{rw}(S_r)(\text{table}))} (\text{KRW} - \text{KRWR}) \quad [\text{EQ } 58.8]$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 92

## 2.47 Согласованность массивов в модели

### Согласованность массивов в модели

1.  $SWL \leq SWCR$  (связанная вода самая меньшая водонасыщенность которая может быть в пласте, эту проверку выполняет симулятор)
2. В чисто-водяной и переходной водо-нефтяной зоне подвижная вода больше либо равна 0.  $\text{SWAT}-\text{SWL} \geq 0$
3. Выше ВНК (там где появляется первая подвижная нефть) коэффициент вытеснения не может быть отрицательным, по определению ВНК  $\text{SOIL}-\text{SOWCR} \geq 0$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 93

## Согласованность массивов в модели

Т.к.  $S_o + S_g + S_w = 1$ , то

■  **$S_{GU} \leq 1.0 - SWL$  и  $S_{GL} \leq 1.0 - SWU$**

- Если  $SW(G)L + SG(W)U > 1$ , например увеличена  $SWL$  без снижения  $S_{GU}$ , то увидите сообщение ниже:

```
@--WARNING AT TIME      0.0    DAYS ( 1-JAN-2004):
@ MAXIMUM GAS SATURATION EXCEEDS
@ (1.0-SWC0) IN GRID CELL
@ ( 1, 2, 6 ). SGMAX = 0.7000
@ (1.0-SwC0) = 0.6000
```

SCALECRS  
NO /

- Но(!) если  $SW(G)L + SG(W)U < 1$ , то сообщения никакого не выйдет, но Вы получите нефть в водяной / газовой зоне.

■  **$SWU \geq (1-SOWCR-SGL)$**

- Уменьшаете  $SWU$  в трехточечном масштабировании, не увеличивая  $SOWCR$  – получите предупреждение:

```
@--WARNING AT TIME      0.0    DAYS ( 1-JAN-1998):
@ MAXIMUM WATER SATURATION IS LESS THAN
@ (1.0-SOWCR-SGL) IN GRID CELL
@ ( 20, 4, 1 ). SWMAX = 0.6500
@ (1.0-SOWCR-SGL) = 0.7300
```

SCALECRS  
YES /

По материалам Schlumberger

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 94

## Согласованность массивов в модели

Т.к.  $S_o + S_g + S_w = 1$ , то

■  **$SWL$  всегда  $\leq SWCR$ , и аналогично,  $SGL$  всегда  $\leq SGCR$**

- Если  $SWL > SWCR$ , Вы увидите сообщение ниже

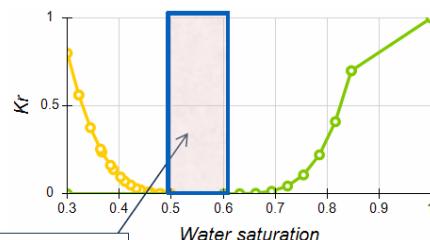
```
@-- ERROR AT TIME      0.0    DAYS ( 1-JAN-1998):
@ CONSISTENCY PROBLEM WITH WATER PHASE END
@ POINTS IN GRID CELL ( 5, 1, 2 )
@ CONNATE= 0.2000 CRIT= 0.1500 MAX= 1.0000
```

■  **$SOWCR + SWCR < 1.0$**

■  **$SOGCR + SGCR + SWL < 1.0$**

- В противном случае:

```
@--WARNING AT TIME      0.0    DAYS ( 1-JAN-1998):
@ SOCRW+SWCR IS GREATER THAN OR EQUAL TO 1.0
@ IN CELL ( 24, 21, 2 )
@ SOCRW= 0.2700 SWCR= 0.8500
```



Интервал  $Sw$ ,  
где обе фазы  
неподвижны

По материалам Schlumberger

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 95

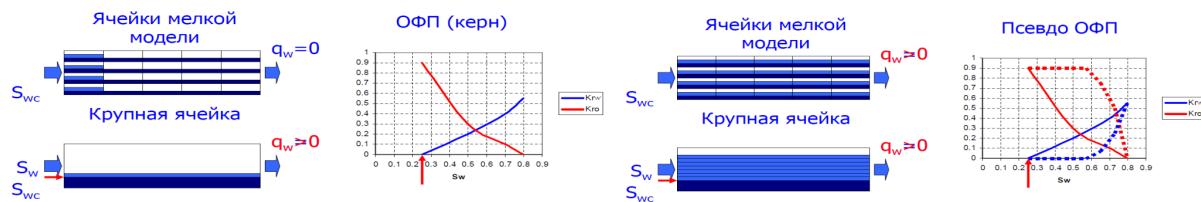
## 2.48 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП)

### Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг) ОФП

Для корректного учета двухфазного потока в больших ячейках необходимо проводить ремасштабирование ОФП и в модель закладывать псевдо-ОФП, которые учитывают ОФП по керну и размер ячеек

Динамические методы апскелинга ОФП:

- Методы на основе осреднения давления (наиболее известный метод Kyte & Berry)
- Методы на основе суммарной подвижности (наиболее известный метод Stone)
- ✓ Для ГДМ, адаптированных на историю обводнения скважин, эта процедура необязательна, т.к. ОФП в такой модели уже учитывают и историю обводнения и влияние размера ячеек
- ✓ Для новых активов без истории обводнения процедура 2-х фазного апскелинга ОФП настоятельно рекомендуется!



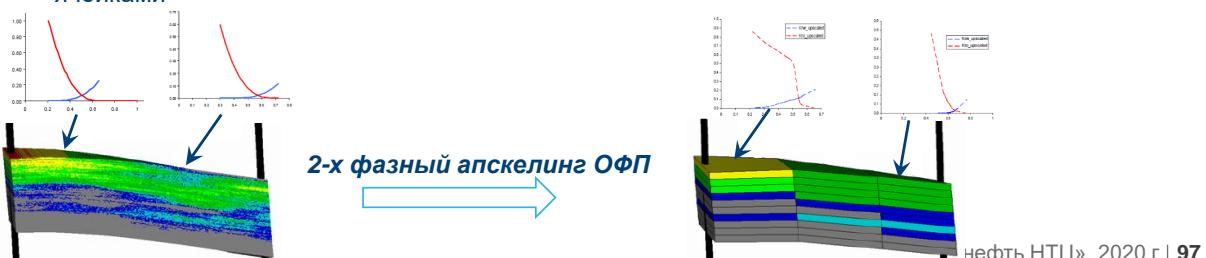
Рисунки взяты из [5]

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 96

### Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг) ОФП

#### Алгоритм 2-х фазного апскелинга

1. Выбрать участок модели с характерным распределением свойств между добывающей и нагнетательной скважиной
2. Построить модель с мелкой (размером с керн) сеткой (можно взять 2D разрез), задать в ней ОФП с керна и рассчитать
3. Записать динамику обводнения, дебиты и давления по результатам расчета
4. Укрупнить ячейки до размеров ячеек в ГДМ
5. Модифицируя ОФП (ручным подбором или с помощью алгоритмов) в модели с крупными ячейками, воспроизвести динамику обводнения, дебиты и давления как на модели с мелкими ячейками



нефть НТЦ», 2020 г. | 97

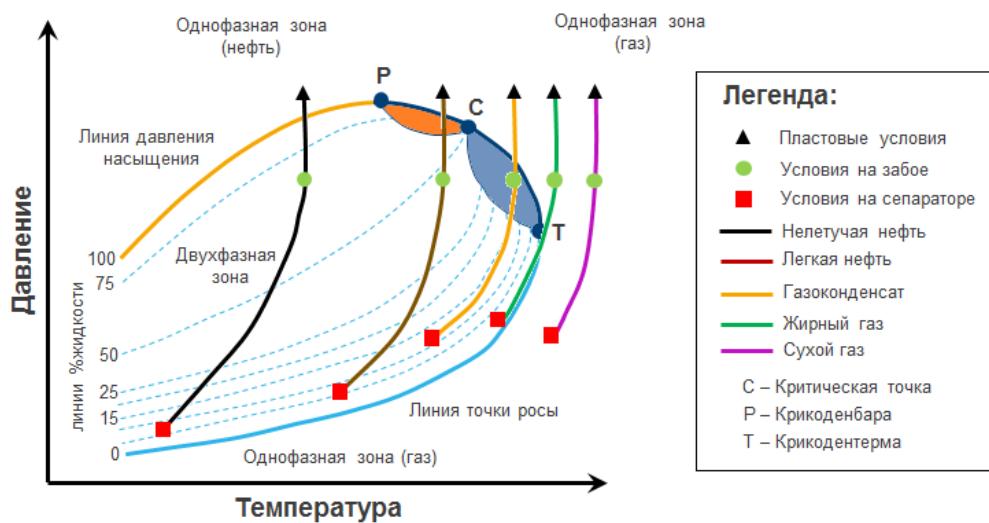
## 2.49 Типы флюидов

### Типы флюидов

Параметр	Нефти				Газы		
	Тяже-лая	Обычная	Высокой скимаемости	Летучая	Жирный газоконденсат	Обычный конденсат	Жир-ный и сухой
Молекулярный вес первоначального флюида	150+	80-150	60-80	40-60	30-40	25-35	<23
Цвет товарной нефти	черный	от коричневого до темно-зеленый	от коричневатого до светло-зеленого	от зеленоватого до оранжевого	от оранжевого до желтого	от желтоватого до прозрачного	бесцветный
Плотность товарной нефти, API	5-15	15-40	35-45	42-55	42-55	45-60	45+
Содержание С7+, моль %	>50	30-50	25-35	10-30	6-12	1-6	0-1
Газовый фактор флюида, ст.м <sup>3</sup> /ст.м <sup>3</sup>	0-35	35-125	125-200	200-600	600-1400	1400-5300	3600+
Первоначальный объемный коэффициент, $\beta_0$ , пласт. м <sup>3</sup> /ст. м <sup>3</sup>	1.0-1.1	1.1-1.3	1.3-1.7	1.7-3.0	3.0-6.0	6.0-20.0	20.0+
Характерная пластовая температура, С	30-90	38-50	50-120	65-150	65-150	65-150	65-150
Характерное давление насыщения, МПа	0-3.5	2.1-3.5	14-35	20-50	20-60	10-60	-
Макс. объемный % жидкости при анализе на расширение при одинаковом составе	100	100	100	100	25-45	0-25	0
КИН	0-5	10-25	15-25	20-30	30-50	40-60	80-95
КИГ	0-70	50-75	60-80	65-85	70-85	75-85	80-95

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 98

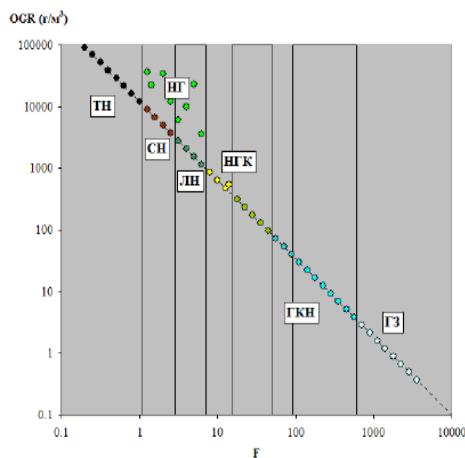
### Типы флюидов [12]



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 99

## 2.50 Определение типа залежи по составу УВ

### Определение типа залежи по составу УВ флюида [12]



$$F = \frac{C_1}{C_5} + \frac{C_2}{C_3} + \frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_5}$$

ГЗ – газовая залежь,

ГКН – газоконденсатно-нефтяная залежь,

НГК – нефтегазоконденсатная залежь,

НГ – нефтегазовая,

ЛН – легкая нефть,

СН – средняя нефть,

ТН – тяжелая нефть.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 100

## 2.51 PVT-свойства

### PVT-свойства

#### Основные PVT-свойства флюидов, задаваемые в модели:

- Давление насыщения нефти ( $P_b$ )
- Содержание растворенного газа в нефти ( $R_s$ )
- Объемный коэффициент нефти ( $B_o$ )
- Объемный коэффициент газа ( $B_g$ )
- Сжимаемость порового пространства ( $c_f$ )
- Сжимаемость воды ( $c_w$ )
- Вязкость нефти ( $\mu_o$ )
- Вязкость газа ( $\mu_g$ )
- Вязкость воды ( $\mu_w$ )

$$B_g = \frac{V_{Rgas}}{V_{SCgas}} \left[ \frac{Rm^3}{Sm^3} \right]$$

$$B_o = \frac{V_{Roil}}{V_{SCoil}} \left[ \frac{Rm^3}{Sm^3} \right]$$

$$R_V = \frac{V_{Soil}}{V_{Sgas}} \left[ \frac{Sm^3}{Sm^3} \right]$$

$$R_S = \frac{V_{SCgas}}{V_{SCoil}} \left[ \frac{Sm^3}{Sm^3} \right]$$

$$C_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \left[ \frac{1}{bar} \right]$$

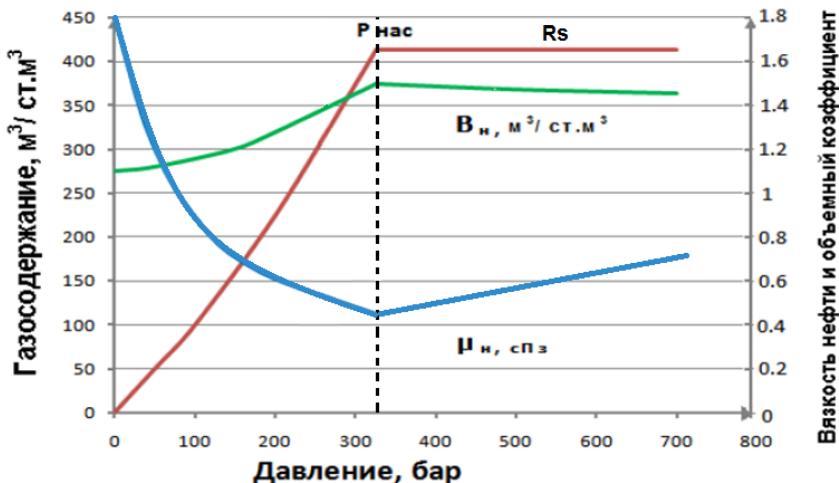
$$c_o dP = -\frac{dB_o}{B_o} \longrightarrow B = B(P_b) \cdot e^{-c_o(P-P_b)}$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 101

## 2.52 PVT-свойства нефти

### PVT-свойства нефти [12]

Типичные кривые свойств нефти



При снижении давления ниже  $P_{\text{нас}}$  из нефти начинает выделяться газ, газосодержание снижается, увеличивается вязкость нефти, уменьшается её объем.

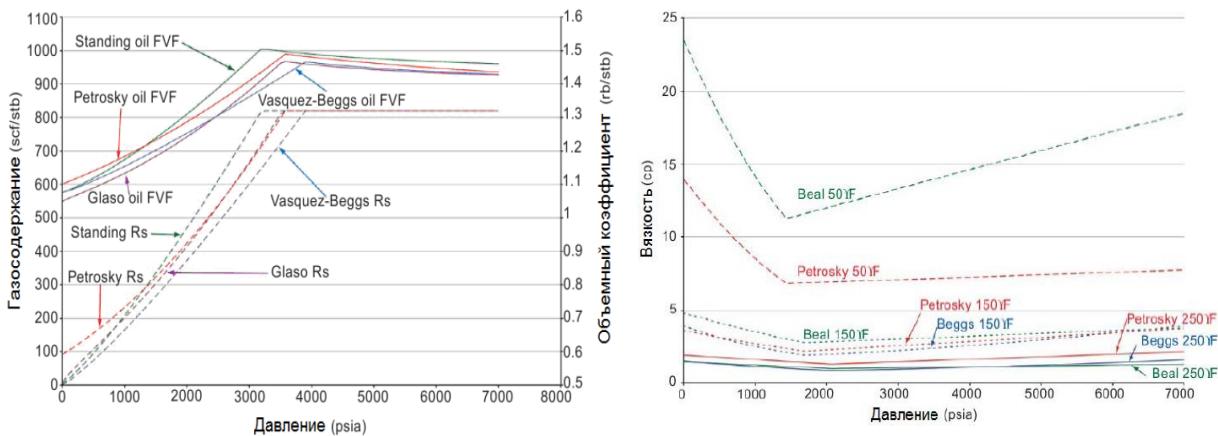
При повышении давления выше  $P_{\text{нас}}$  газ перестает растворяться в нефти – газосодержание постоянное. Объем нефти в пластовых условиях снижается, вязкость увеличивается за счёт сжатия нефти под давлением

$$B = B(P_b) \cdot e^{-c_o(P - P_b)}$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 102

## 2.53 PVT-свойства нефти. Корреляции

### PVT-свойства нефти. Корреляции [12]



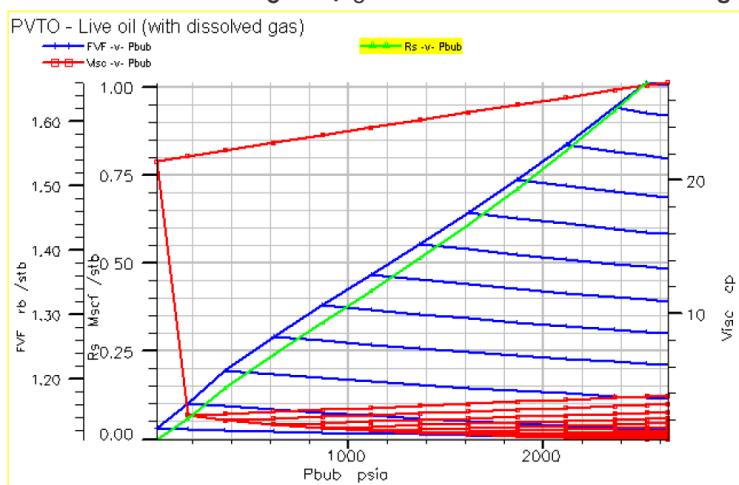
Когда данных для построения полноценной PVT-модели недостаточно, используют корреляции, по которым можно вычислить необходимые зависимости

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 103

## 2.54 PVT-свойства «живой нефти»

### PVT-свойства «живой нефти»

#### Различные $B_o$ и $\mu_o$ в зависимости от $R_s$



При снижении давления ниже Рнас из нефти выделяется газ, газосодержание снижается. Если увеличить давление, то зависимости объемного к-та и вязкости от давления будут уже другими, т.к. изменился состав флюида.

Таблица PVTO описывает зависимости объемного к-та и вязкости от давления при различных значениях газосодержания

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 104

## 2.55 Варианты описания PVT в моделях Black Oil

### Варианты описания PVT в моделях Black Oil

- В модели отсутствует свободный газ, на протяжении всего периода разработки (лучше рассматривать модель как DEAD OIL)

#### Eclipse

Фазы: OIL, WATER

Кл.слова для задания PVT-свойств: RSCONST, PVDO

- В модели отсутствует свободный газ, на протяжении всего периода разработки в приближении нефти с постоянной сжимаемостью (лучше рассматривать модель как DEAD OIL)

#### Eclipse

Фазы: OIL, WATER

Кл.слова для задания PVT-свойств: RSCONST, PVCDO

- В модели присутствует свободный “сухой” газ (Dry gas)

#### Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS

Кл.слова для задания PVT-свойств: PVTO, PVDG

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 105

## Варианты описания PVT в моделях Black Oil

- В модели присутствует свободный сухой газ (Dry gas), в приближении постоянной сжимаемости нефти выше  $P_b$

### Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS

Кл. слова для задания PVT-свойств: PVCO, PVDG

- В модели присутствует свободный “жирный” газ (Wet gas) (с летучей нефтью)

### Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS, VAPOIL

Кл. слова для задания PVT-свойств: PVTO, PVTG

- В модели присутствует свободный “жирный” газ (Wet gas) (с летучей нефтью), в приближении постоянной сжимаемости нефти выше  $P_b$

### Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS, VAPOIL

Кл. слова для задания PVT-свойств: PVCO, PVTG

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 106

## 2.56 Сжимаемость порового пространства

### Сжимаемость порового пространства

$$c_{pv} = -\frac{1}{V_{pv}} \frac{\Delta V_{pv}}{\Delta P}$$

$$c_{pv} \phi + c_{cage} (1 - \phi) = c_{rock} = \frac{3(1 - 2\nu)}{E}$$

$$c_{cage} \ll c_{pv} \rightarrow c_{pv} \approx c_{rock}/\phi$$

где  $\nu$  - коэффициент Пуассона

$E$  – модуль Юнга

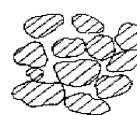
$\phi$  - пористость

$c_{rock}$  – сжимаемость породы

$c_{cage}$  – сжимаемость скелета

$c_{pv}$  – сжимаемость объема порового пространства

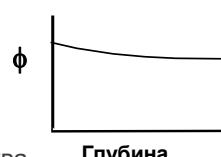
Пористость



Осадочная порода на поверхности  
Высокая пористость



Осадочная порода на глубине  
Уплотнение  
Ранняя цементация  
Редуцированная пористость



Порода на большой глубине  
Обширная цементация  
Возможное растворение  
Сильно редуцированная пористость

**Фактическая сжимаемость объема порового пространства**

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 107

## Сжимаемость порового пространства

Типичные сжимаемости породы и флюидов (по Craft, Hawkins and Terry, 1991)

Флюид или порода	Сжимаемость ( $10^{-5}$ атм $^{-1}$ )
Материнская порода, $c_{\text{порода}}$	4 - 14
Вода, $c_w$	3 - 6
Недонасыщенная нефть, $c_o$	7 - 15
Газ при 68 атм, $c_g$	1300 - 1900
Газ при 340 атм. $c_g$	73 - 300

Сжимаемость порового пространства:

- Dake (2008) –  $4-90 \cdot 10^{-5}$  бар $^{-1}$ , Гиматутдинов (1971) –  $2,5-27,5 \cdot 10^{-5}$  бар $^{-1}$ (при горных давлениях 960-80 бар соответственно) для терригенных пород,  $0,3-2,5 \cdot 10^{-5}$  бар $^{-1}$ (при горных давлениях 520-885 бар) для трещинных известняков
- Есть редкие примеры коллекторов со сжимаемостью до  $145 \cdot 10^{-5}$  бар $^{-1}$  (Ekofisk field at North Sea), до  $217,5 \cdot 10^{-5}$  бар $^{-1}$  (Valhall field at North Sea). Основной механизм добычи на таких пластах именно за счет сжимаемости порового пространства

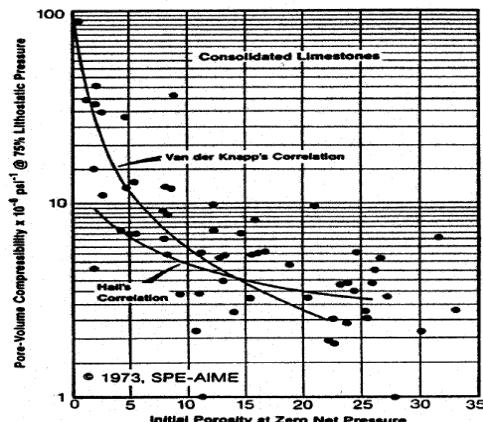
$$C = -\frac{1}{\phi} \left. \frac{\partial \phi}{\partial p} \right|_T \quad \phi = \phi_0 \exp(C[p - p_0]) \quad \phi = \phi_0 (1 + C[p - p_0])$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 108

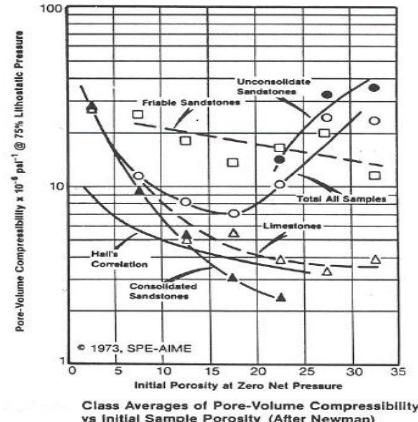
## 2.57 Сжимаемость порового пространства. Корреляции

### Сжимаемость порового пространства. Корреляции

Корреляции Hall и Van der Knapp



Корреляции Newman



Легко заметить, что корреляции  $c_{pv}$  от пористости невысокого качества, поэтому рекомендуется их использовать только в случае полного отсутствия других данных по геомеханическим свойствам породы

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 109

## 2.58 Упражнение 1. Упражнения на обработку и подготовку исходных данных

### Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

#### PVT-свойства

- Порода:

Слабосцементированный песчаник

$$P_{\text{пл}}=159.6 \text{ бар} \quad T_{\text{пл}}=88 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \Phi_{\text{cp}}=25.7\%$$

- Нефть

$$\rho_{\text{oil}}=860 \text{ кг/м}^3 \quad C_o=1.16 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \quad P_b=34 \text{ бар}$$

$$R_s=20 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad B_o(P_b)=1.06 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad \mu_{\text{oil}}=9 \text{ мПа}\cdot\text{s}$$

- Вода

Минерализация воды 12000 ppm

#### Найти:

- $C_{\text{pv}}$
- $\rho_w, C_w, B_w, \mu_w$
- $B_o(P), \mu_o(P)$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 110

### Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

#### Корреляции для вязкости нефти:

- Standing

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.14504(p - p_b)(0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56})$$

- Beal ( $0.9 > \gamma_o > 0.85$ )

$$\mu_o = \mu_{ob} + \delta(p - p_b)$$

$$\delta = \begin{cases} 0.0114\mu_{ob} & \text{при } \mu_{ob} < 5 \text{ мПа}\cdot\text{s} \\ 0.057 + 0.023(\mu_{ob} - 5) & \text{при } 5 \leq \mu_{ob} < 10 \text{ мПа}\cdot\text{s} \\ 0.171 + 0.031(\mu_{ob} - 10) & \text{при } 10 \leq \mu_{ob} < 25 \text{ мПа}\cdot\text{s} \\ 0.643 + 0.045(\mu_{ob} - 25) & \text{при } 25 \leq \mu_{ob} < 45 \text{ мПа}\cdot\text{s} \\ 1.539 + 0.058(\mu_{ob} - 45) & \text{при } 45 \leq \mu_{ob} < 75 \text{ мПа}\cdot\text{s} \\ 3.286 + 0.100(\mu_{ob} - 75) & \text{при } 75 \leq \mu_{ob} < 85 \text{ мПа}\cdot\text{s} \end{cases}$$

где  $\mu_{ob}$  - вязкость нефти при давлении насыщения  $P_b$

Давление в формулах в МПа (1 МПа=10 бар)

В файле



calculator\_WaterPVT\_RockCompressibility.xls  
Лист Microsoft Excel 97-2003

внесены корреляции для расчета PVT-свойств породы и воды

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 111

## Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

### Анизотропия проницаемости:

- Файл  labdata\_Anisotropy.xlsx  
Лист Microsoft Excel  
404 КБ – в таблице собраны результаты исследований керна с поинтервальным литологическим описанием и значениями газопроницаемости вдоль и перпендикулярно напластованию.

#### Найти:

- Среднее значение анизотропии проницаемости  $k_v/k_h$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 112

## Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

### ОФП:

- Файл  labdata\_Relative permeabilities.xlsx  
Лист Microsoft Excel  
23.1 КБ – в таблице приведены результаты специальных исследований керна по определению ОФП нефти и воды

#### Задача:

- Аппроксимировать лабораторные данные кривыми Corey (найти показатели степеней  $No$ ,  $Nw$ ) по каждому образцу
- Собрать в таблицу по образцам значения пористости, проницаемости, остаточных насыщенностей, концевых точек ОФП, показателей степеней Corey
- Найти корреляцию параметров ОФП со свойствами образцов (пористость, проницаемость)
- Нормализовать измеренные в лаборатории ОФП
- Аппроксимировать нормализованные кривые корреляцией Corey

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 113

### 3 Лекция 13.09.2022 (Кайгородов С.В.)

#### 3.1 Анализ разработки перед построением модели

##### Анализ разработки перед построением модели

---

- **Оценка работы пласта и параметров аквифера**  
(по материальному балансу)
- **Анализ взаимовлияния скважин и источников обводнения**  
(по динамике работы, характеристикам вытеснения, кривым падения, графикам Чена, ГДИС, ПГИ, трассерным исследованиям, минерализации воды, CBL)
- **Оценка загрязнения призабойной зоны**  
(по динамике работы, проведенным ГТМ, ГДИС, ПГИ)
- **Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах**  
(по динамике забойного давления, графику Холла)
- **Оценка анизотропии проницаемости**  
(по динамике работы скважин, анализу керновых данных)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 114

Перед построением модели необходимо провести анализ разработки, чтобы понимать, какие скважины друг на друга влияют, откуда они обводняются, есть ли загрязнения призабойной зоны, есть ли трещины авто-ГРП на нагнетательных скважинах.

Другими словами, необходимо проанализировать, как работает месторождение, как работают скважины, чтобы это учесть при построении модели.

## 3.2 Матбаланс

### Матбаланс

Материальный баланс является простейшей формой динамической модели месторождения и может быть применен для подсчета запасов нефти или газа, для оценки и прогнозирования пластового давления, а также для оценки активности и величины аквифера

$$(G_p - G_i)B_g + N_p(B_o - B_g R_s) + (W_p - W_i)B_w = \\ = G_{fgi}(B_g - B_{gi}) + N_{foi}(B_o - B_{oi}) + \frac{(G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi})}{(1 - S_{wc})}(c_f + S_{wc}c_w)\Delta P + W$$

где  $N_p$ ,  $W_p$ ,  $G_p$ -накопленные величины добычи нефти, воды, газа (stm3),

$W_i$  – накопленная закачка воды (stm3),

$W_e$  – приток воды из контурной области (аквифера) (stm3),

$B_o(P)$ ,  $B_w(P)$  – объемный коэффициент воды, нефти (гм3/stm3),

$B_{oi}$  – объемный коэффициент нефти в начале разработки (гм3/stm3),

$C_w$ ,  $C_f$  – сжимаемость воды, скелета породы (1/атм),

$S_{wc}$  – водонасыщенность,

$B_g$  – объемный коэффициент газа (гм3/stm3),

$R_s$  – газосодержание (stm3/stm3),

$P_i$  – давление на начало разработки (атм),

$N_{foi}$  – начальные запасы нефти (stm3),

$G_{fgi}$  – начальные запасы свободного газа (stm3),

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 115

### Матбаланс

#### Входные данные:

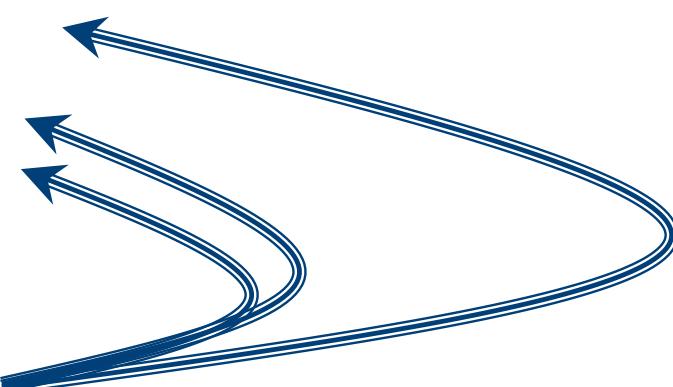
- Начальное пластовое давление
- PVT-свойства
- Точная история отбора и закачки
- ФЕС коллектора и аквифера
- Объем начальных запасов

#### Расчет

- Динамика пластового давления

#### Настройка на замеры Рпл

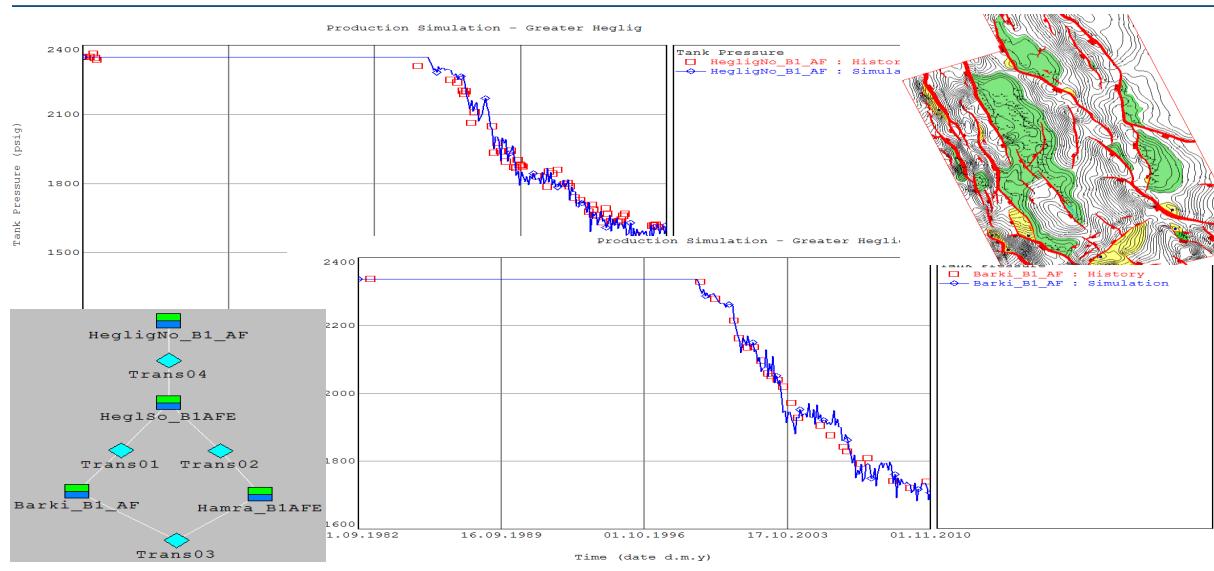
- Вариация наиболее неопределенных параметров



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 116

### 3.3 Матбаланс. Пример использования

#### Матбаланс. Пример использования



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 117

Делали проект разработки группы месторождений. Площадь большая, и поэтому возник вопрос: связаны ли все эти залежи нефти (отмечены зелёным на карте) между собой? Красным на карте отмечены разломы.

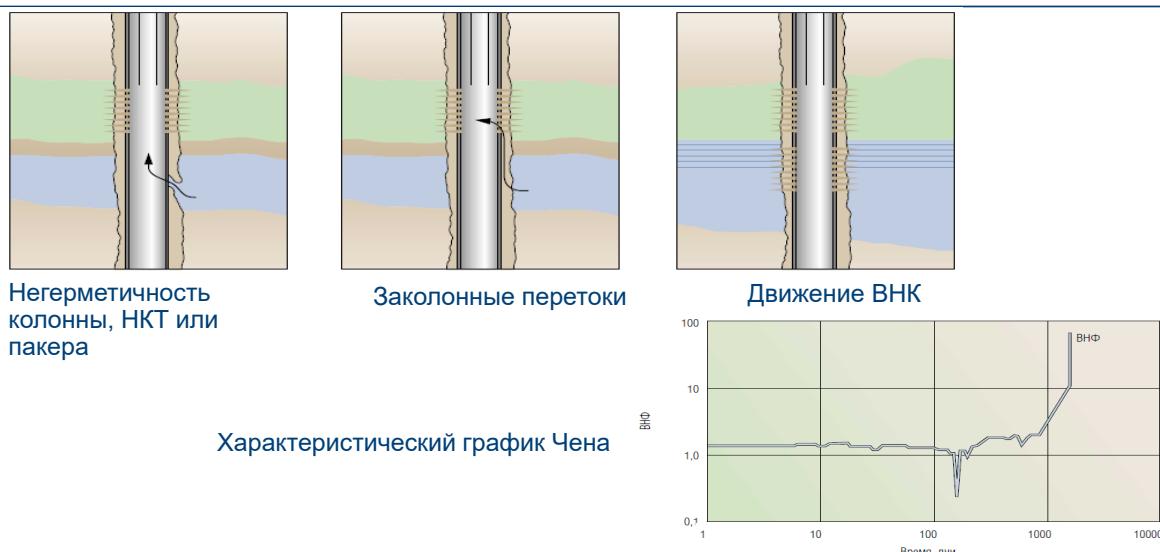
Если строить одну большую модель, расчёт будет идти долго. Поэтому необходимо проверить, можно ли разрезать рассматриваемый участок на несколько отдельных участков, чтобы построить несколько отдельных моделей.

Построили несколько простых моделей материального баланса: каждая залежь представлялась отдельной бочкой и между этими бочками рисовалась связь (отмечена голубыми ромбиками). Далее проводился расчёт и производилась настройка параметров связности между различными залежами. На графиках синим обозначены рассчитанные значения динамики пластового давления, а красные квадратики – фактические замеры.

Оказалось, что наилучшую настройку показали модели, в которых часть из этих залежей не связаны. Это позволило разделить рассматриваемую группу месторождений на отдельные части, моделировать их отдельно и соответственно ускорить расчёты; другими словами, за ограниченное время проекта сделать больше расчётов.

### 3.4 Анализ источников обводнения

#### Анализ источников обводнения [8]

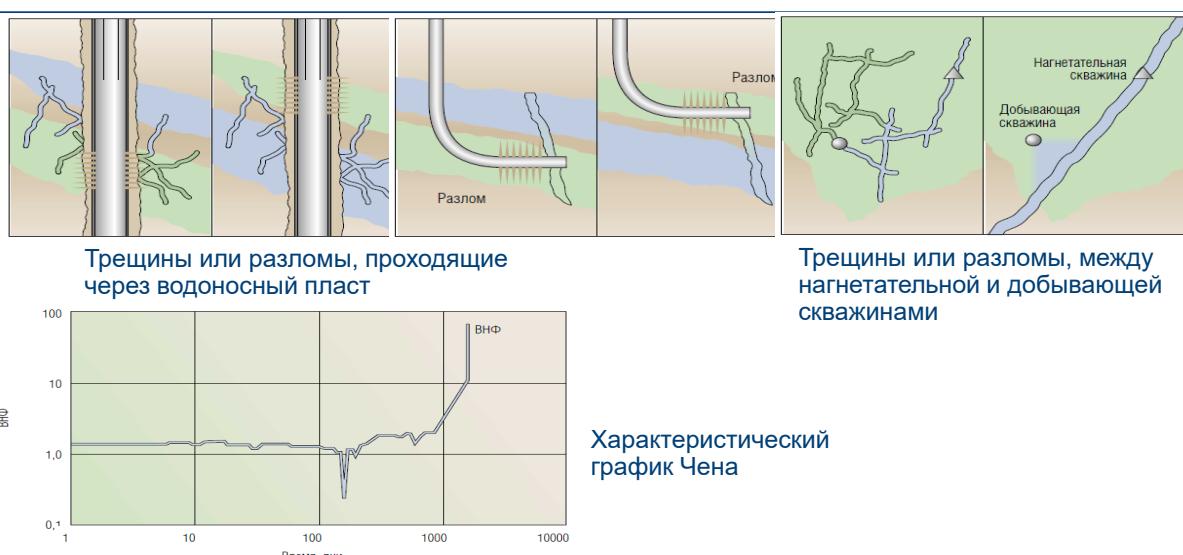


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 118

По виду характеристических графиков Чена можно определить, откуда в скважину попала вода. Строится график водонефтяного фактора (ВНФ, WOR = отношение добытой воды к добытой нефти) от времени в логарифмических координатах.

Замечание. За рубежом более популярен ВНФ, у нас обычно используют обводнённость.

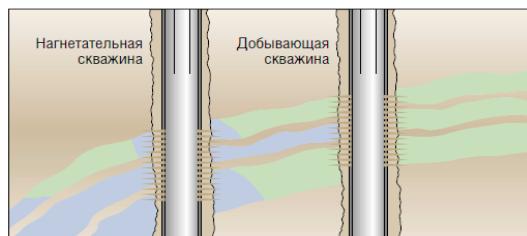
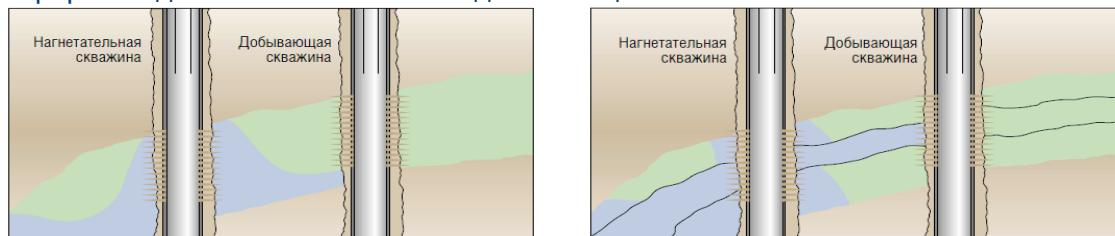
#### Анализ источников обводнения [8]



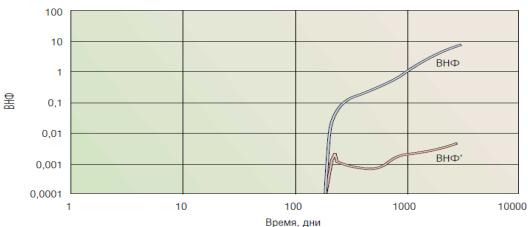
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 119

## Анализ источников обводнения [8]

Прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине

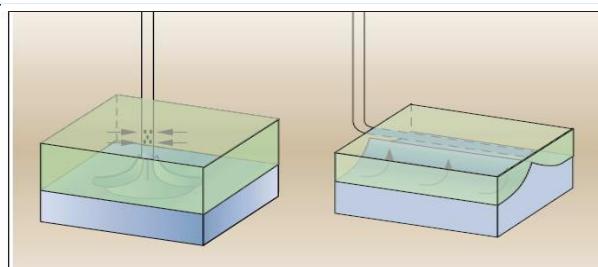


Характеристический график Чена

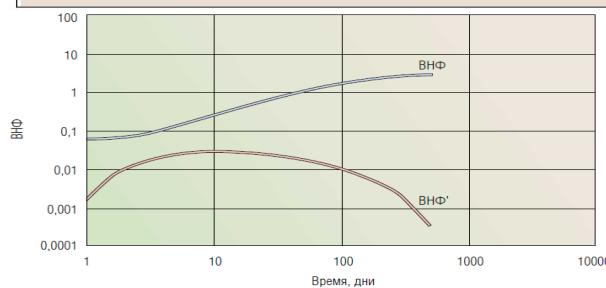


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 120

## Анализ источников обводнения [8]



Конусообразование



Характеристический график Чена

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 121

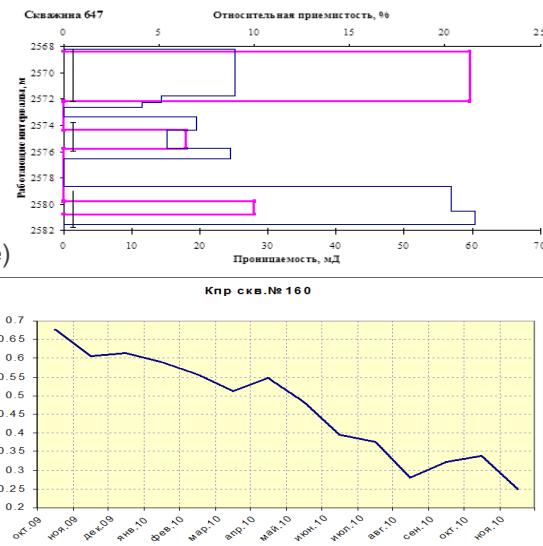
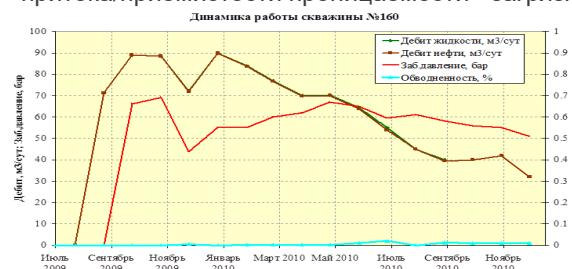
К сожалению, не всегда удаётся увидеть эти закономерности на фактических данных (т.к. фактические данные часто бывают зашумлены, есть погрешности измерений и т.д.). Но иногда это срабатывает, и графики Чена дают действительно полезную информацию об источнике обводнения.

### 3.5 Оценка загрязнения призабойной зоны

#### Оценка загрязнения призабойной зоны

##### Источники данных:

- Динамика работы (снижение дебитов и Кпрод при стабильной обводненности и Рпл)
- Проведенные ГТМ и ремонты скважины (ОПЗ, ГРП снижают скринеры, глушение скважины при ремонтах может вызвать кольматацию ПЗП)
- ГДИС (скринеры, Рпл)
- ПГИ (несоответствие профилей притока/приемистости проницаемости - загрязнение)

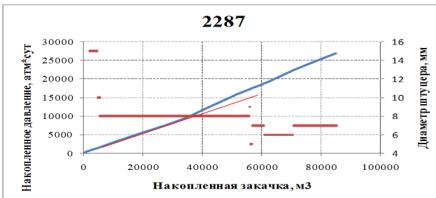


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 122

### 3.6 Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах

#### Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах

**График Холла** – график суммы давления закачки, умноженного на время, в декартовых координатах, как функцию общего нагнетаемого объема воды. Диагностическим параметром является отклонение от линейности



Циклическая закачка

Ухудшение свойств ПЗП

Трешина авто-ГРП

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 123

Если график отклоняется вверх от диагональной прямой (т.е. для закачки такого же объёма воды требуется большее давление), то это говорит нам об ухудшении свойств призабойной зоны.

Если график отклоняется вниз от диагональной прямой (т.е. для закачки такого же объёма воды требуется меньшее давление), то это говорит нам о трещине авто-ГРП (улучшение проницаемости в призабойной зоне).

Дребезжание на графике Холла отражает поведение при циклической закачке.

Отклонения на графике Холла могут быть вызваны не только изменением свойств призабойной зоны, но и изменением диаметра штуцера (при смене штуцеров). Этот факт важно учитывать при анализе графиков Холла, чтобы не сделать ошибочные выводы.

### 3.7 Исходные данные по скважинам

#### Исходные данные по скважинам

---

По каждой скважине необходима информация

- Траектория (координаты устья, инклинометрия)
- Принадлежность к группе\*
- Добыча и закачка
- Дата, интервал перфорации
- Данные по проведенным ГТМ (дата, интервал, скин)
- Данные ГДИС (Рпл, скин, проницаемость)
- Данные по ПГИ (профиль притока/приемистости, ЗКЦ)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 124

Принадлежность к группе создаётся, если хотим отслеживать, как работают отдельные кусты скважин или скважины, относящиеся к одной какой-либо группе - например, к одной ДНС (дожимной насосной станции).

### 3.8 Моделирование притока к скважине

#### Моделирование притока к скважине

Радиальный поток

$$q_o = \frac{2\pi k_{ro} k_{abs} h (\textcolor{red}{P}_e - P_{wf})}{\mu_o B_o [\ln(\textcolor{red}{r}_e/r_w) + S_{field}]}$$

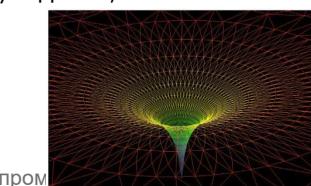
Компьютерная модель

$$q_{oi} = \frac{2\pi k_{ro,i} k_{abs,i} \Delta Z_i N T G_i (\textcolor{red}{P}_{o,i} - P_{wf})}{\mu_{o,i} B_{o,i} [\ln(\textcolor{red}{r}_p/r_w) + S_{model}]}$$

Для расчёта притока в скважину из ячейки, которую она вскрывает, вместо давления на контуре питания используется давление в этой ячейке, а вместо радиуса контура питания используется расстояние от скважины, на котором давление (с учетом воронки депрессии) будет равно среднему давлению в ячейке. Это расстояние называется радиусом Писмана. Чтобы дебит в модели совпадал с рассчитанным по формуле Дилюи, изменяется также и скин.

$r_p$  - радиус Писмана - вычисляется из соображений, что переток через границу ячейки, рассчитанный по закону Дарси, будет равен притоку к скважине

Это радиус контура питания, на котором давление равно давлению в ячейке, которую вскрывает скважина



© ООО «Газпром»

#### Моделирование притока к скважине

Peaceman вывел следующие уравнения для эквивалентного радиуса, используемые в современных симуляторах

Анизотропный пласт

$$r_p = 0.28 \sqrt{\sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \Delta x^2 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \Delta y^2}$$

Изотропный пласт

$$k_x = k_y$$

$$r_p = 0.14 \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}$$

$$\Delta x = \Delta y$$

$$r_p = 0.198 \Delta x$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 126

### 3.9 Способы инициализации модели в симуляторах

#### Способы инициализации модели в симуляторах

- Неравновесный  
(явное задание Pressure и Swat либо из рестартов)
- Равновесный
- Равновесный с соблюдением начальной насыщенности

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 127

Фактически при инициализации модели задаём начальные условия.

##### 3.9.1 Неравновесный

#### Способы инициализации модели в симуляторах

##### Неравновесный

Не требует слова **EQUIL**, явное задание начальных условий:

массив **PRESSURE**

+

массив **SWAT**

либо

массив **SWAT**

+

**PRVD**

**PRVD** (давление в нефт фазе)

2133.6 159.3

2438.4 182.1

2743.2 206.2

3048.0 233.8 /

**ПОСЛЕ ИНИЦИАЛИЗАЦИИ МОГУТ НАЧАТЬСЯ ПЕРЕТОКИ!**

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 128

Неравновесный: задаются значения давления и насыщенности на начальный момент времени во всех ячейках. На начальный момент времени залежь не находится в равновесии. После инициализации могут начаться перетоки даже в том случае, если в модели нет никаких скважин. Такой способ инициализации на практике практически не встречается (ведь всегда предполагается, что залежь формировалась долгое время, за которое все флюиды пришли в гидростати-

ческое равновесие).

### 3.9.2 Равновесный

## Способы инициализации модели в симуляторах

### Равновесный

Обязательно использовать ключевое слово **EQUIL**

давление нефтяной фазы в точке отсчета	<b>ECLIPSE</b>						глубина ВНК/FWL	
точка отсчета	2180	226	2179.5	0.0	2150.0	0.0	2 <sup>*</sup> -5 /	глубина ГНК
	2180	226	2176.0	0.0	2150.0	0.0	2 <sup>*</sup> 10 /	параметр определяющий точность расчета запасов (на сколько частей разбивается ячейка на контакте по формуле 2 N +1 для N<0 и N, если N>0)
	2180	226	2160.0	0.0	2150.0	0.0	2 <sup>*</sup> 0 /	
	/							
			капиллярное давление на ВНК/FWL			капиллярное давление на ГНК		

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 129

На практике обычно используют равновесный способ инициализации.

## Способы инициализации модели в симуляторах

**Равновесный** Каким образом симулятор инициализирует модель (если точка отсчета лежит в пределах водонефтяной зоны)?

1. Вычисляется давление в нефтяной фазе (Poil) вверх и вниз от точки отсчета
2. Таким образом получается давление Poil на заданном контакте
3. Давление в водяной фазе на контакте (Pwat) получается отниманием капиллярного давления заданного на контакте ( $P_{wat} = P_{oil} - P_{cow}$ )
4. После чего давление в водяной фазе вычисляется вверх и вниз от точки контакта согласно гидростатике
5. Далее, после того, как рассчитаны давления фаз согласно таблице  $P_c(S_w)$ , заданной, например, в слове **SWOF**, находится значение  $S_w$  в каждой ячейке согласно разнице давлений фаз  $P_c(S_w) = P_{oil} - P_{water}$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 130

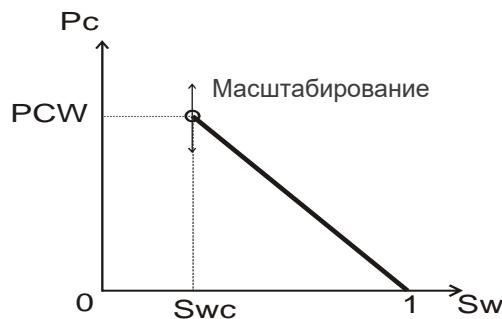
### 3.9.3 Равновесный с соблюдением начальной насыщенности

## Способы инициализации модели в симуляторах

### Равновесный с соблюдением начальной насыщенности

Ключевые слова **EQUIL+SWATINIT**

У каждой ячейке симулятор масштабирует кривую капиллярного давления, так чтобы соблюсти заданную насыщенность **SWATINIT**



грид масштабных коэффициентов  
можно посмотреть:

**RPTRST**

BASIC=2 FIP KRW (PCOW PPCW)

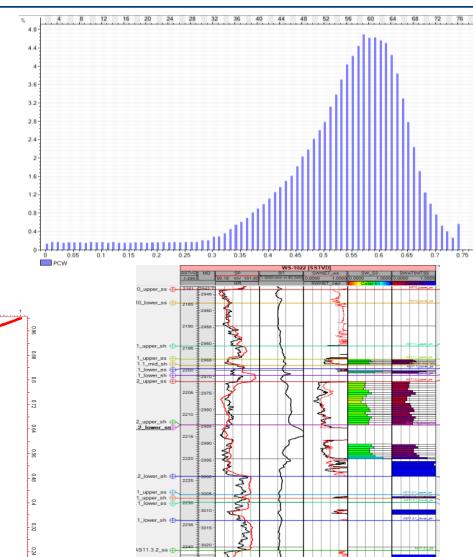
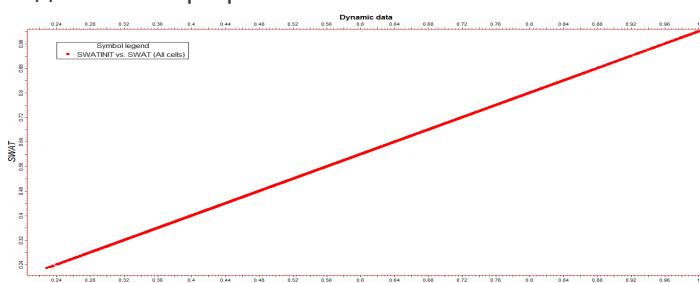
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 131

## 3.10 Оценка корректности инициализации ГДМ

### Оценка корректности инициализации ГДМ

Как убедиться в корректности инициализации?

1. SWAT(0)=SWATINIT
2. PCW в пределах заданных значений
3. Запасы в ГДМ совпадают с геомоделью  $\pm 1\%$
4. Отсутствие изменений насыщенности и давления при расчете без скважин



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 132

1. Можно сравнить насыщенность на начальный шаг с заданной насыщенностью
2. Можно оценить диапазоны изменения куба капиллярного давления после инициализации и сравнить их с теми, которые получали при исследовании на керне
3. Можно оценить, совпадают ли запасы в ГДМ с геомоделью

4. Можно провести расчёт модели без скважин и убедиться в отсутствии изменений насыщенности и давления (для равновесных инициализаций)

### 3.11 Аналитический аквифер

#### Аналитический аквифер

Точное решение Hurst van Everdingen

аквифер конечных размеров

$$P(t_D) = \frac{2}{(r_D^2 - 1)} \left( \frac{1}{4} + t_D \right) - \frac{(3r_D^4 - 4r_D^4 \log_e r_D - 2r_D^2 - 1)}{4(r_D^2 - 1)^2}$$

$$+ 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_D} J_1^2(\beta_n r_D)}{\beta_n^2 [J_1^2(\beta_n r_D) - J_1^2(\beta_n)]}$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c r_o^2}$$

безразмерное время

$P(t_D)$  – безразмерное решение уравнения диффузии

$k$  – проницаемость аквифера

$t$  – время с начала разработки

$\mu$  – вязкость воды в пластовых условиях

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 133

Переходим к граничным условиям.

На границах, если есть водоносный горизонт, то его можно задать в модели.

Есть точное решение Hurst van Everdingen, которое описывает приток из аквифера конечных размеров.

Но в модели такое точное решение не задать.

#### Аналитический аквифер

Модель Carter-Tracy (AQUCT)

$$\overline{Q}_{ai} = \alpha_i \{ a - b [p_i(t + \Delta t) - p_i(t)] \}$$

$$a = \frac{1}{T_c} \left\{ \frac{\beta \Delta p_{ai} - W_a(t) \text{PI}_D'(t + \Delta t)_D}{\text{PI}_D(t + \Delta t)_D - t_D \text{PI}_D'(t + \Delta t)_D} \right\}$$

$$b = \frac{\beta}{T_c [\text{PI}_D(t + \Delta t)_D - t_D \text{PI}_D'(t + \Delta t)_D]}$$

$$\Delta p_{ai} = p_{a0} + \rho g(d_i - d_a) - p_i(t)$$

$$T_c = \frac{\mu_w \phi C_f r_o^2}{k_a c_1}$$

$$\alpha_i = \frac{m_i A_i}{\sum m_i A_i}$$

$$\beta = c_2 h \theta \phi C_f r_o^2$$

$$p_{a0} - \bar{p} = \frac{Q_a}{\beta} \text{PI}_D(t_D)$$

$$t_D = \frac{t}{T_c}$$



- Результаты по модели Carter-Tracy близки к аналитическому решению Hurst and van Everdingen
- Модель описывает переход из неустановившегося в псевдо-установившийся режим течения
- Недостатком метода является его привязка к геометрии модели

$r_0$  – радиус контура нефтеносности

Параметры аквифера:

$\theta$  – угол влияния аквифера

$r_e$  – внешний радиус аквифера

ФЕС аквифера, общая сжимаемость системы, площадь контакта аквифера с залежью

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 134

Поэтому Carter-Tracy разработали модель притока из аквифера, результаты расчётов по которой близки к аналитическому решению Hurst van Everdingen.

Модель Carter-Tracy задаётся в ГДМ симуляторах с помощью ключевого слова AQUST.

Модель Carter-Tracy рекомендуется использовать либо для больших залежей, либо для низко-проницаемых залежей (другими словами, для залежей, на которых режим течения устанавливается не быстро).

## Аналитический аквифер

Модель Fetkovich ([AQUFET](#))

$$q_w = \frac{dWe}{dt} = J(\bar{p}_a - p)$$

$q_w$  – дебит воды

$J$  – продуктивность аквифера

$\bar{p}_a$  - среднее давление аквифера

$p$  – среднее давление нефтеносного горизонта

- Вычисления по модели Fetkovich не привязаны к какой-либо геометрии пласта
- Простое решение уравнения диффузии

**Недостаток:**

- Уравнение **не описывает неустановившегося режима** притока воды

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 135

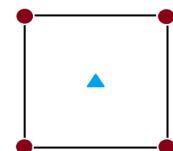
Для высокопроницаемых или маленьких залежей есть более простая модель Fetkovich, которая моделирует приток из аквифера просто в виде произведения продуктивности аквифера и разницы давлений.

Для больших или низкопроницаемых залежей модель Fetkovich использовать не рекомендуется. В этом случае лучше использовать модель Carter-Tracy.

### 3.12 Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели

#### Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели

- Создать ВОХ-модель с декартовой сеткой 61\*114\*40 ячеек 100\*100\*0.2м, глубина кровли 2000 м, ЗСВ 2008 м
- Пористость 0.2, проницаемость по X,Y 100 мД, по Z - 1мД
- ОФП и PVT-свойства взять по результатам Упражнения 1
- Разместить скважины по 5-точечной схеме (хотя бы один элемент)



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 136

### 3.13 Упражнение 3. Инициализация ГДМ

#### Упражнение 3. Инициализация ГДМ

- Дополнить модель из Упражнения 2 гридами структуры, пористости, активных ячеек
- Проницаемость задать по зависимости от пористости (по керну), анизотропию проницаемости по керну, ЗСВ 1252 м
- Проинициализировать модель различными способами:
  - EQUIL + Pc (задать различные величины Pc на контакте)**
  - EQUIL + SWATINIT**
- Понять как меняется начальное распределение насыщенности (и запасы) в модели в зависимости от способа инициализации

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 137

### 3.14 Задание истории работы скважин

#### Задание истории работы скважин

---

**WELSPECS** определяет новую скважину

**COMPDAT** определяет местоположения и параметры перфорации скважины

**WCONHIST** определяет фактические дебиты и давления при воспроизведении истории

**WCONINJH** определяет фактические приемистости и давления при воспроизведении истории

**WEOPEN** используется для открытия и закрытия скважин / перфораций

**WEFAC** определяет коэффициент эксплуатации скважины

**WELPI, WPIMULT** изменяет коэффициент продуктивности

**DATES** определяет дату отчетного шага, до которой будет идти расчет

**TSTEP** определяет длину следующего временного шага

**END** знаменует окончание расчета

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 138

Здесь перечислены ключевые слова для задания истории работы скважин.

### 3.15 Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции

#### Упражнение 4. Подготовка Schedule-секции

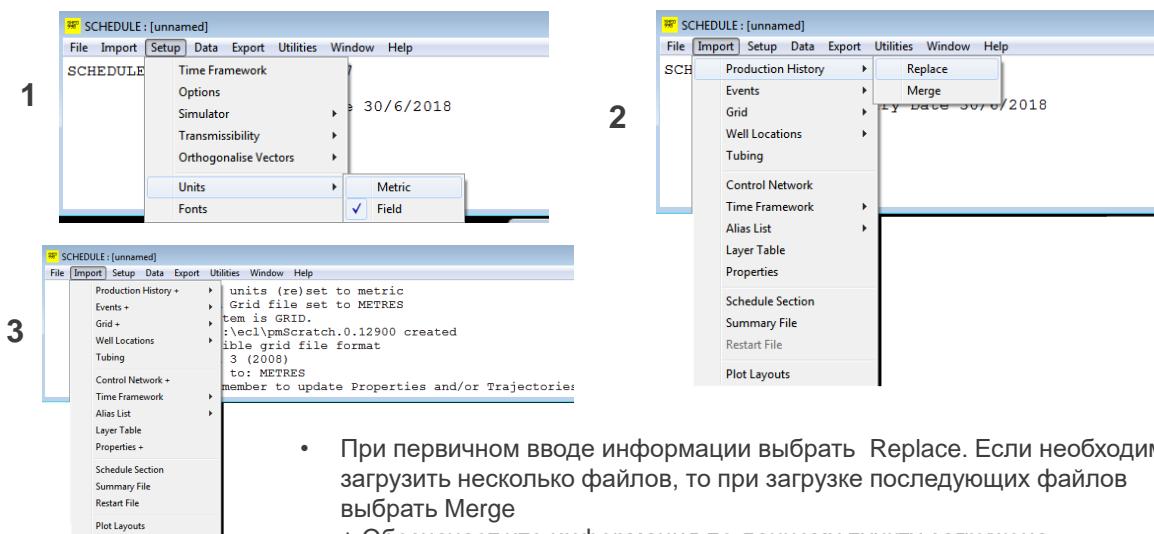
---

- Собрать секцию SCHEDULE на основе подготовленных данных по траекториям скважин, перфорациям, замерам давления, добыче, распределении скважин по группам и модели из Упражнения 3

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 139

### 3.16 Алгоритм работы в ПО SCHEDULE

#### Алгоритм работы в ПО Schedule

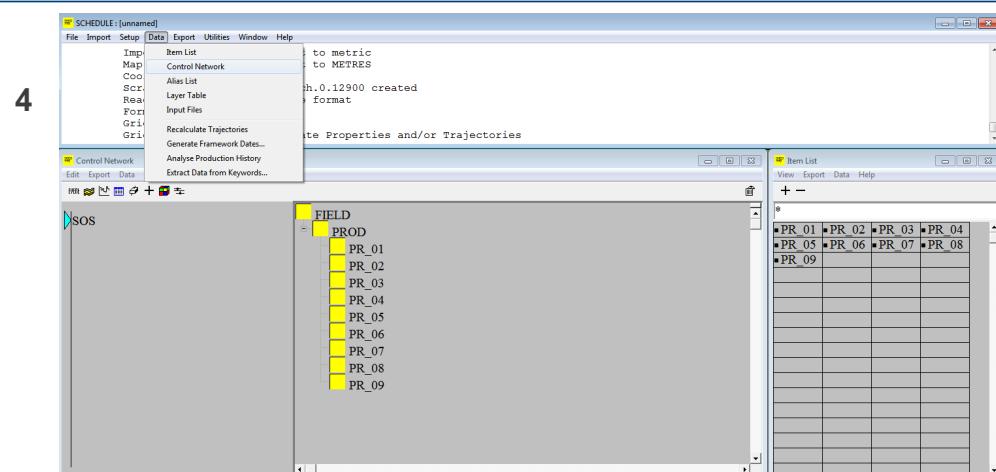


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 140

На слайдах показан процесс работы в ПО SCHEDULE. Раньше поставлялось в пакете Schlumberger вместе с Eclipse, сейчас практически не используется.

Информация на слайдах будет полезна, если вдруг появится необходимость работы с ПО SCHEDULE.

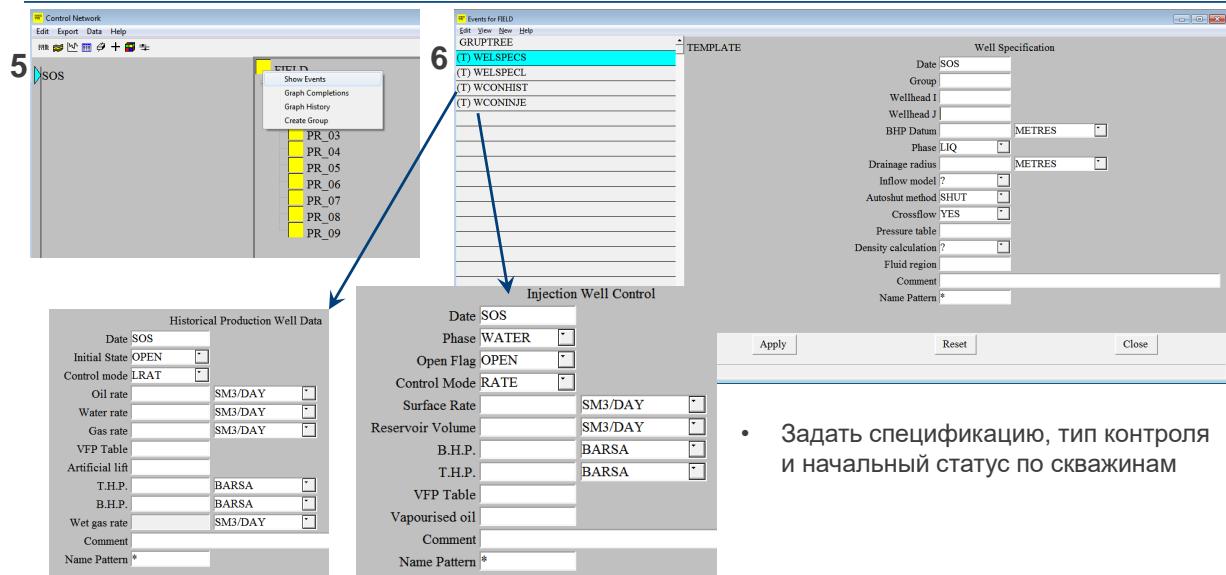
#### Алгоритм работы в ПО Schedule



- После загрузки всей информации, открыть Item List и Control Network
- Если в Item List отсутствует квадратик перед скважиной, значит не вся информация подгружена
- В Control Network проверить корректность отнесения скважин к группам

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 141

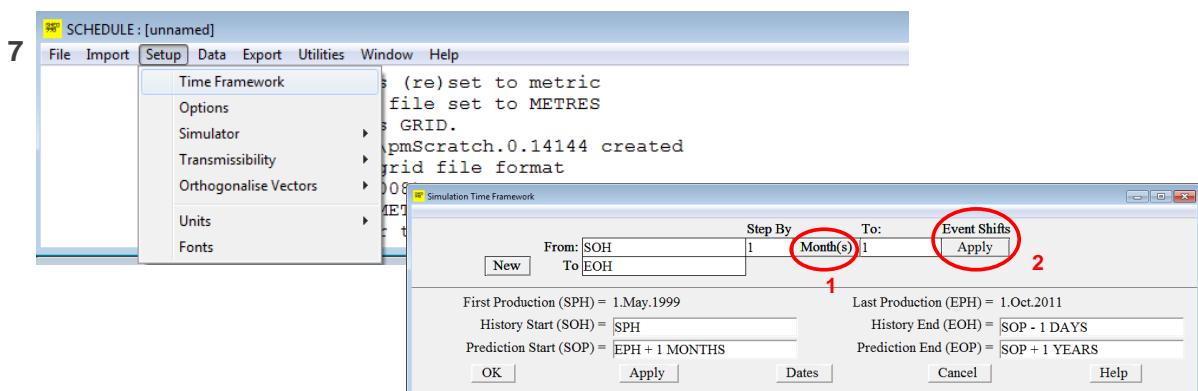
## Алгоритм работы в ПО Schedule



- Задать спецификацию, тип контроля и начальный статус по скважинам

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 142

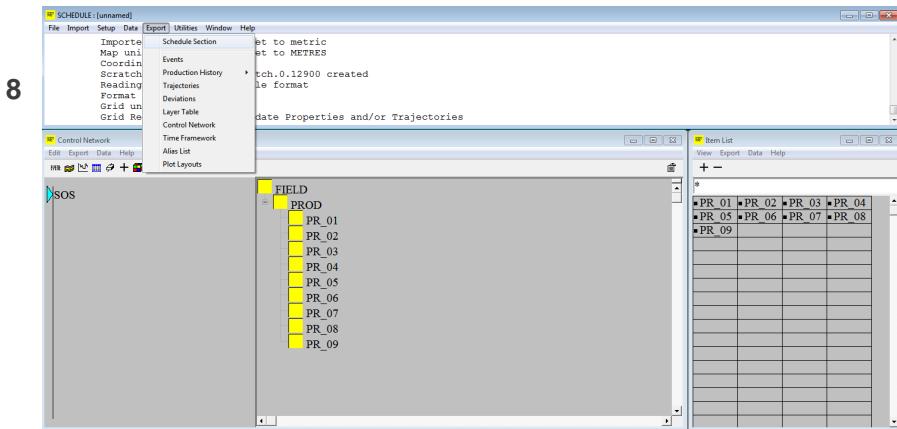
## Алгоритм работы в ПО Schedule



- Задать шаг моделирования (рис.1 – день, месяц или год)
- Если события на скважинах (перфорации, изоляции) указаны на точные даты, а добыча на первое число месяца, то выбрать Apply (рис.2). Если все события указаны в одном формате, то выбрать Ignore (рис.2).
- Задать начало и окончание истории и прогноза

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 143

## Алгоритм работы в ПО Schedule

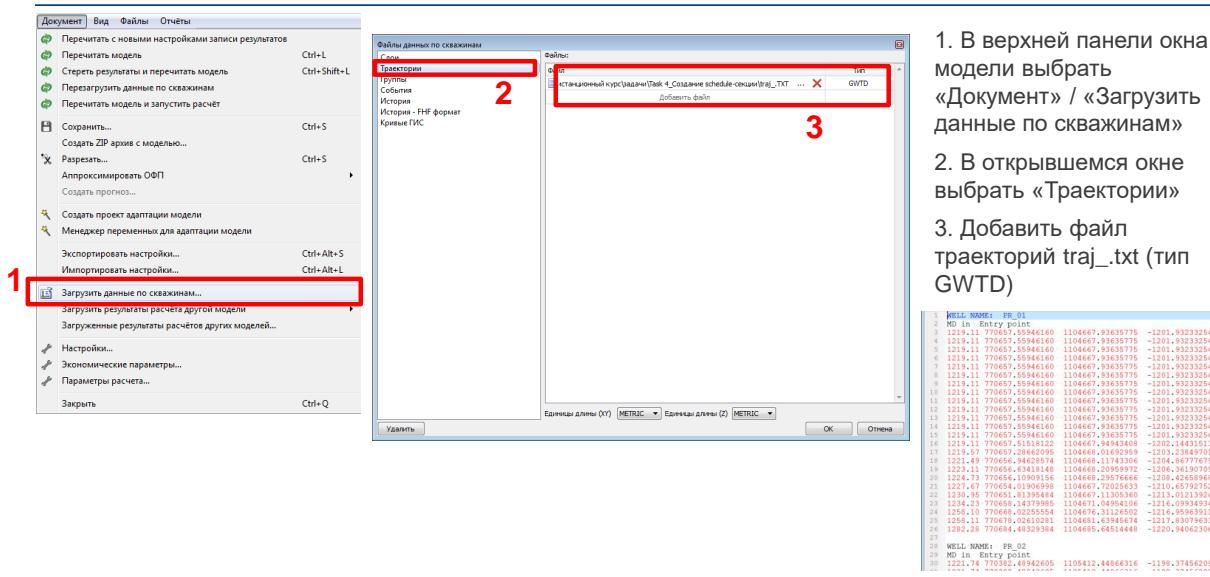


- Выгрузить Schedule-секцию для data-файла в формате Eclipse

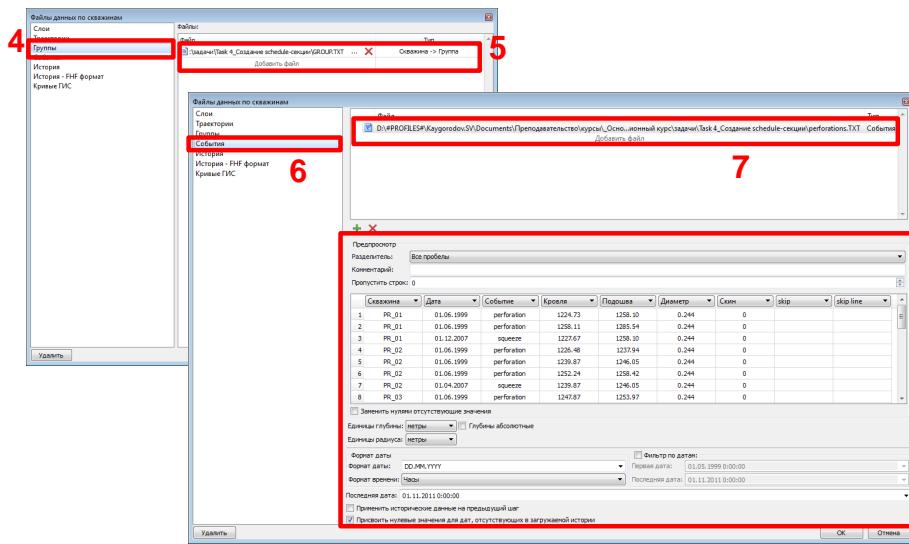
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 144

### 3.17 Загрузка истории эксплуатации

#### Загрузка истории эксплуатации

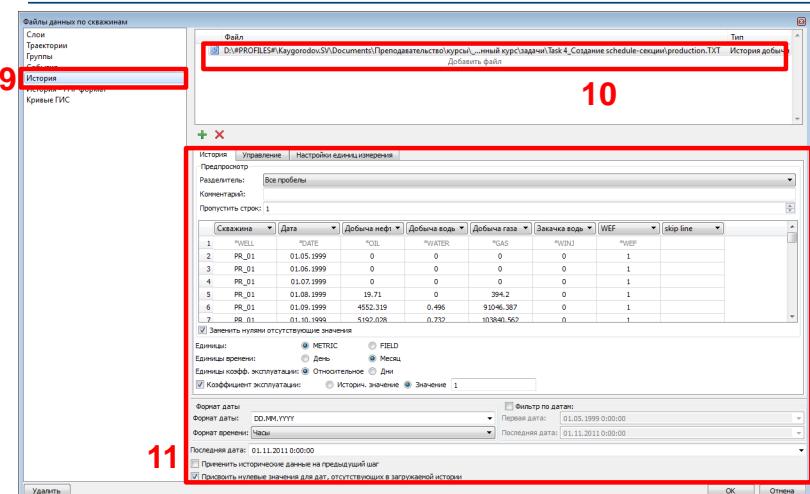


## Загрузка истории эксплуатации



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 146

## Загрузка истории эксплуатации



9. Выбрать «История»

10. Добавить файл истории работы скважин History.TXT

11. Указать настройки считывания файла

	*	WELL	*DATE	*OIL	*WATER	*GAS	*WINJ	*WEF	
1	*	WELL	DATE	OIL	WATER	GAS	WINJ	WEF	
2	PR_01	01.05.1999	0	0	0	0	0	0	-0.1
3	PR_01	01.06.1999	0	0	0	0	0	0	-0.1
4	PR_01	01.07.1999	0	0	0	0	0	0	-0.1
5	PR_01	01.08.1999	19.71	0	394.2	0	1	0	-0.1
6	PR_01	01.09.1999	4552.319	0.496	91046.387	0	1	0	-0.1
7	PR_01	01.10.1999	5192.028	0.732	103840.562	0	1	0	-0.1
8	PR_01	01.11.1999	4966.885	0	679.99337	691.0	0	0	-0.1
9	PR_01	01.12.1999	5161.996	0.744	10239.915	0.1	0	0	-0.1
10	PR_01	01.01.2000	5062.197	0.779	101243.942	0.1	0	0	-0.1
11	PR_01	01.02.2000	5872.019	1.023	117440.397	0.1	0	0	-0.1
12	PR_01	01.03.2000	5620.082	1.018	112401.643	0.1	0	0	-0.1
13	PR_01	01.04.2000	3008.411	0.356	0168.211	0.1	0	0	-0.1
14	PR_01	01.05.2000	3181.973	0.398	63639.448	0.1	0	0	-0.1
15	PR_01	01.06.2000	3262.777	0.351	57275.395	0.1	0	0	-0.1
16	PR_01	01.07.2000	2867.77	0.351	57275.395	0.1	0	0	-0.1
17	PR_01	01.08.2000	2506.205	0.293	50124.093	0.1	0	0	-0.1
18	PR_01	01.09.2000	2006.829	0.204	40136.584	0.1	0	0	-0.1
19	PR_01	01.10.2000	2619.046	0.314	52380.912	0.1	0	0	-0.1
20	PR_01	01.11.2000	3626.47	0.561	72529.397	0.1	0	0	-0.1
21	PR_01	01.12.2000	3221.916	0.503	64438.313	0.1	0	0	-0.1
22	PR_01	01.01.2001	3367.308	0.588	67346.166	0.1	0	0	-0.1
23	PR_01	01.02.2001	3424.461	0.605	68489.225	0.1	0	0	-0.1
24	PR_01	01.03.2001	3049.857	0.543	60997.134	0.1	0	0	-0.1

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 147

## Загрузка истории эксплуатации

**12.** В настройках считы

**13.** Установить режим работы в «Дебит жидкости»

**14.** Установить режим работы в «Примечности»

**15.** Нажать «OK»

В папке с моделью создалась папка USER, в которой создан файл истории эксплуатации скважин на основе загруженных данных  
TASK\_4\_schedule\_0000\_User wells events.inc

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 148

### 3.18 Адаптация модели

## Адаптация модели

**Адаптация модели** – изменение параметров модели, обладающих неопределенностью, с целью минимизации отклонения расчетных параметров работы скважин и месторождения от фактически замеренных

**Задача адаптации ГДМ** – обратная задача восстановления параметров геологического строения пласта по данным истории добычи, решается методами теории обратных задач и **имеет множество «правильных» решений**

**Обычный подход** – ручная корректировка параметров модели на основе опыта и представлений о физике пласта.

Различные программные комплексы позволяют осуществлять **автоадаптацию** на основе алгоритмов покальной и глобальной оптимизации.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 149

происходит?

Во-первых, данных недостаточно.  
Во-вторых, имеющиеся данные обладают неопределённостью: у нас данные точечные (только по скважинам), а в межскважинном пространстве геолог стохастическими методами распределил свойства – даже в скважинах измеренные данные обладают погрешностью, а в межскважинном пространстве – это погрешность неизвестна.

© 2020 «Газпромнефть НПЦ» | 149

жинном пространстве эта погрешность тем более есть.

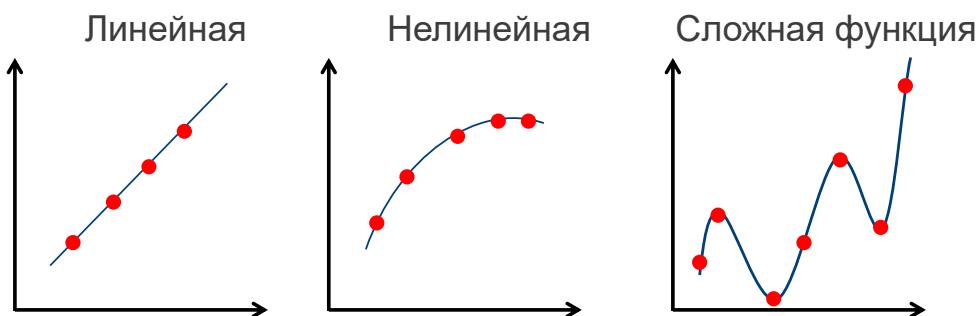
Перед тем как использовать построенную модель её нужно настроить на факт. Другими словами, необходимо провести адаптацию модели.

Но существует бесконечное множество сочетаний параметров модели, при которых результат расчёта этой модели будет с заданной точностью совпадать с фактом, замеренным по скважинам.

Задача оптимизационных алгоритмов: варьируя параметры модели, устремить целевую функцию к нулю.

### 3.18.1 Обратные задачи

## Обратные задачи

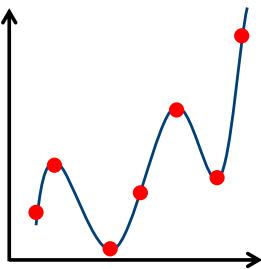


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 150

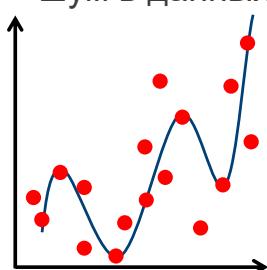
Здесь ясно, как аппроксимировать имеющиеся замеры.

## Обратные задачи

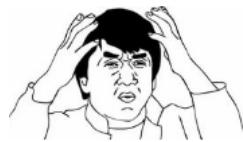
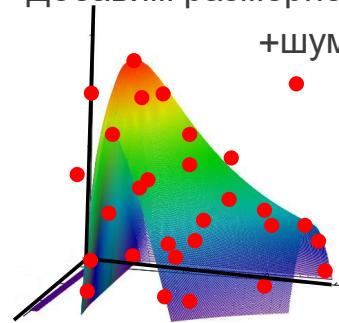
Сложная функция



Та же функция  
+шум в данных



Добавим размерность  
+шум



и ещё размерности...

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 151

Но если есть шум и несколько размерностей, то задача подбора нужной поверхности становится нетривиальной и может иметь бесконечное множество разумных решений. В этом случае очень сложно вручную подобрать параметры; необходимо осуществлять автоадаптацию и проверять найденные решения на разумность и физичность с точки зрения рассматриваемой ГД-модели.

### 3.18.2 Адаптация модели на разных стадиях разработки

#### Адаптация модели на разных стадиях разработки

##### I. Период до начала добычи

- Настройка на ГДИС
- Уточнение проницаемости и анизотропии

##### II. Период безводной добычи

- Настройка на ГДИС, динамику добычи и давления
- Уточнение проницаемости и анизотропии, параметров аквифера, сжимаемости, Кпрод по скважинам, проводимости разломов

##### III. Период обводненной добычи

- Настройка на ГДИС, динамику добычи и давления, обводненность
- Уточнение проницаемости и анизотропии, параметров аквифера, сжимаемости, Кпрод по скважинам, проводимости разломов, ОФП, остаточных насыщенностей, источников обводнения

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 152

На разных периодах разработки месторождения настраиваем разные параметры модели.

Период до начала добычи = blue field.

Период безводной добычи = green field.

Период обводнённой добычи = brown field.

## Адаптация модели

1. Адаптация по отборам жидкости
2. Адаптация по пластовому давлению
3. Адаптация по соотношению нефть/вода
4. Адаптация по коэффициенту продуктивности и Рзаб

**Любая перестановка пунктов приведет к двойной работе**



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 153

Обычно адаптация идёт от крупного к мелкому (от месторождения к скважинам).

Сначала настраиваем энергетическое состояние залежи: матбаланс по скважинам и пластовое давление.

После настройки энергетики, переходим к настройке по соотношению нефть/вода или нефть/газ. Т.е. к настройке по отборам конкретных флюидов.

И финально производится настройка по коэффициентам продуктивности и забойным давлениям.

### 3.18.3 По отборам жидкости и пластовому давлению

## Адаптация по отборам жидкости и пластовому давлению

**Параметры, изменяемые для адаптации:**

- Абсолютная проницаемость
- Параметры аквифера
- Вертикальная и латеральная связность пласта (ГМ)
- Распределение добычи и закачки по пластам
- Учет перетоков, ЗКЦ
- Сжимаемость порового пространства\*

\*Сжимаемость порового пространства, как правило, оказывает слабое влияние на динамику Рпл

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 154

Если говорить о месторождениях в Западной Сибири, то там пласти имеют сжимаемость по-

рядка  $10^{-5}$  атм $^{-1}$ , что приводит к тому, что сжимаемость фактически не оказывает ощутимого влияния на динамику пластового давления.

### 3.18.4 По соотношению нефть/вода

#### Адаптация по соотношению нефть/вода

---

**Параметры, изменяемые для адаптации:**

- ОФП
- Остаточные насыщенности\*
- Абсолютная проницаемость
- Анизотропия проницаемости
- Проводимость разломов
- Вертикальная и латеральная связность пласта (ГМ)
- Параметры аквифера
- Распределение добычи и закачки по пластам
- Учет перетоков, ЗКЦ
- Вертикальная неоднородность (поинтервальный приток по ПГИ)

\*Необходимо ограничивать диапазоны вариации параметров пределами, которые оценены по фактическим данным.  
Особенно важно обращать внимание на ост.насыщенности, т.к. они напрямую влияют на запасы и Квыт

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 155

При варьировании остаточных насыщенностей гораздо легче испортить модель, чем при варьировании, например, абсолютной проницаемости.

### 3.18.5 По коэффициенту продуктивности и Рзаб

#### Адаптация по коэффициенту продуктивности и Рзаб

---

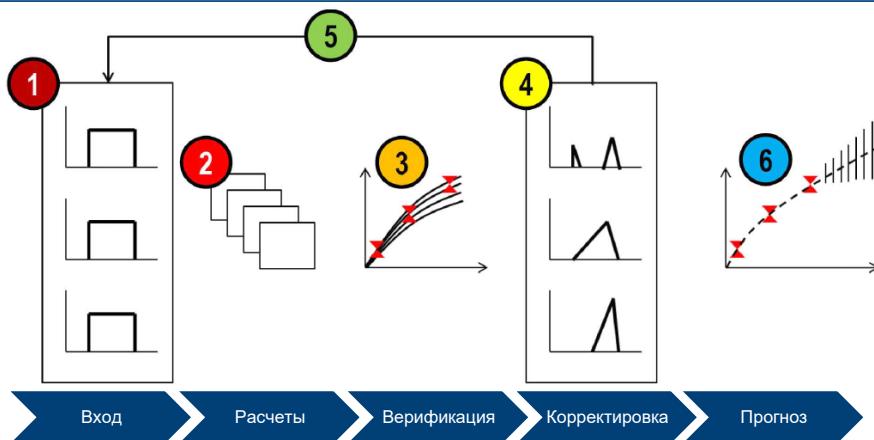
**Параметры, изменяемые для адаптации:**

- Скин-фактор и Кпрод (с учетом ГДИС, ПГИ и предварительного анализа работы скважин)
- Абсолютная проницаемость вблизи скважины

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 156

### 3.19 Уточнение распределений параметров при адаптации модели

#### Адаптация модели



Результатом адаптации модели должно стать уточнение распределений параметров, обладающих неопределенностью и влияющих на результаты расчета (если найдено несколько решений, удовлетворяющих допустимым интервалам расхождения с фактом)

По материалам Schlumberger NExT

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 157

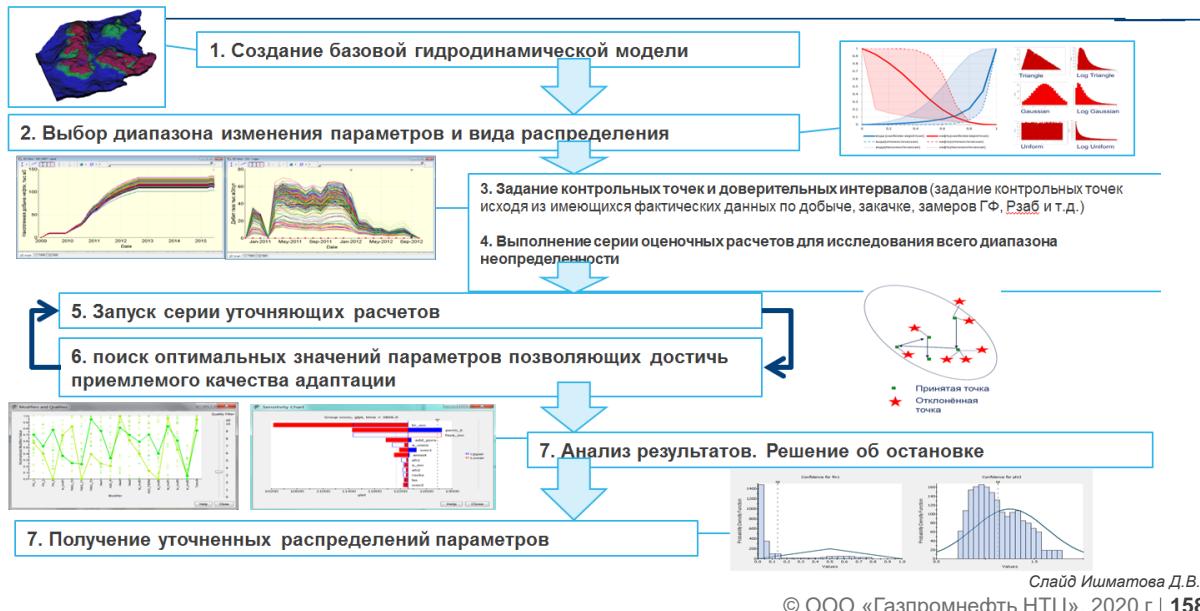
Можно воспринимать адаптацию модели, как уточнение исходных распределений параметров, т.е. на начальный момент времени у нас есть параметры, обладающие неопределённостями в каком-то диапазоне, но сами виды распределений (какие значения параметра наиболее вероятны или менее вероятны) мы не знаем.

Из-за отсутствия информации о виде распределения обычно задают равномерное распределение возможных значений параметра в заданном диапазоне. Далее проводится расчёт модели со значениями параметров в рассматриваемых диапазонах, и мы видим, что какие-то из результатов расчётов не будут соответствовать фактическим замерам (даже с учётом допустимой погрешности). Это позволит нам сузить диапазоны вариации исходных данных и уточнить виды распределения. Например, от равномерных распределений можем прийти к нормальным или треугольным распределениям.

Другими словами, адаптацию можно рассматривать в качестве проверки, в каких диапазонах исходные данные (значения параметров) могут находиться и какие значения этих параметров наиболее вероятны.

### 3.19.1 Алгоритм проведения автоадаптации

#### Алгоритм проведения автоадаптации



Слайд Ишматова Д.В.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 158

### 3.19.2 Программы автоадаптации

#### Программы автоадаптации

Большого распространения эти программы не получили, большинство специалистов по ГДМ используют ручные/ «полуручные» методы

##### Недостатки:

- Математическое решение (м.б. нефизичным/ негеологичным)
- Длительность подготовки графа адаптации
- Длительность расчетов

##### Популярное ПО для автоадаптации:

- SimOpt (Schlumberger)
- MEPO (SPT Group / Schlumberger)
- Enable (Roxar)
- Автоадаптация (RFD tNavigator)
- CMOST (CMG)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 159

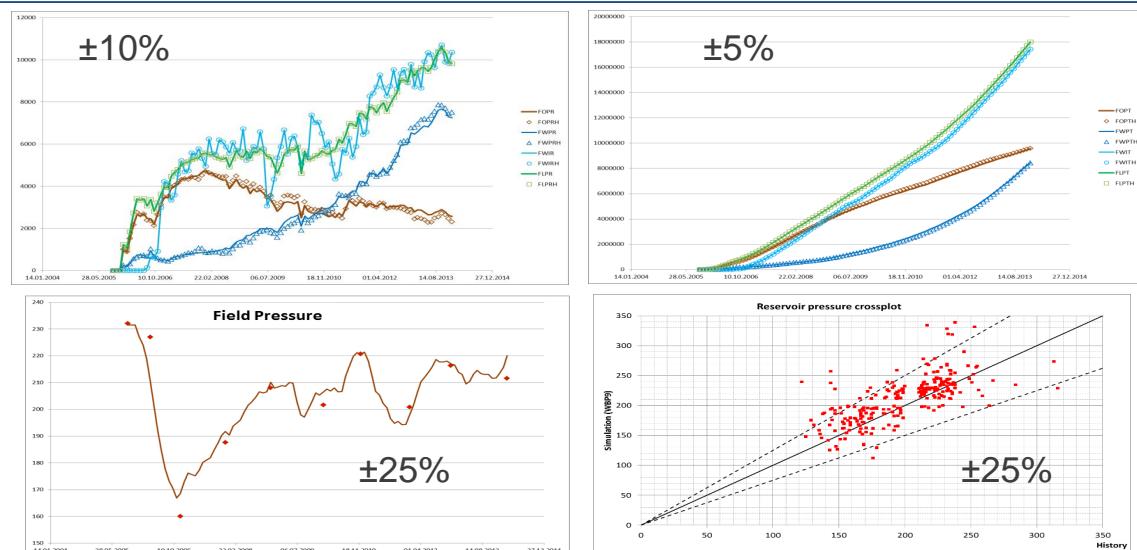
Сейчас программы автоадаптации используются в качестве вспомогательного инструмента, чтобы быстрее найти решение / сузить диапазоны поиска значений параметров.

После проведения автоадаптации всё равно необходимо проводить дополнительный анализ на физичность / геологичность найденных сочетаний параметров. Другими словами, на данный момент программы автоадаптации решают чисто оптимизационную задачу и не способны самостоятельно учесть всевозможные нефизичности найденных сочетаний параметров.

Но есть проекты когнитивной автоадаптации, в которых пытаются контролировать физическую / геологическую обоснованность всех параметров и их сочетаний в автоматическом режиме. Адаптация модели является самым времязатратным периодом работы с моделью (может занимать несколько месяцев работы до окончательной настройки модели).

### 3.19.3 Критерии адаптации

#### Критерии адаптации



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 160

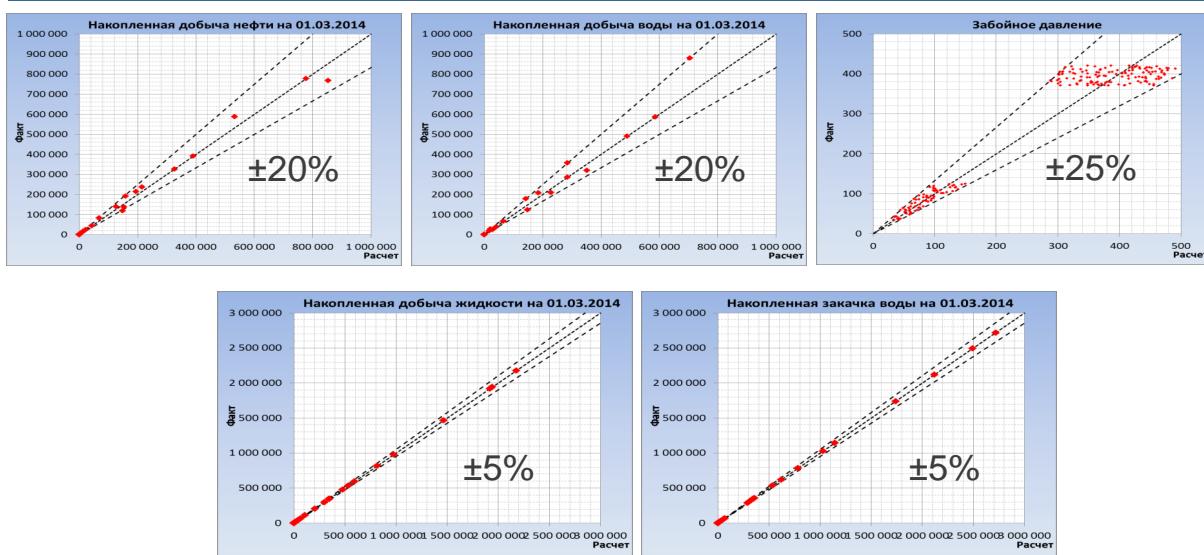
Критерии адаптации, если смотрим в целом по месторождению (сумму по всем скважинам).

По дебитам воды, нефти, жидкости, газа ошибка не должна превышать 10%.

По накопленной добыче воды, нефти, жидкости, газа ошибка не должна превышать 5%.

По пластовым давлениям по регламенту ошибка не должна превышать 25%, но обычно стараются добиться меньшего диапазона вариации.

## Критерии адаптации



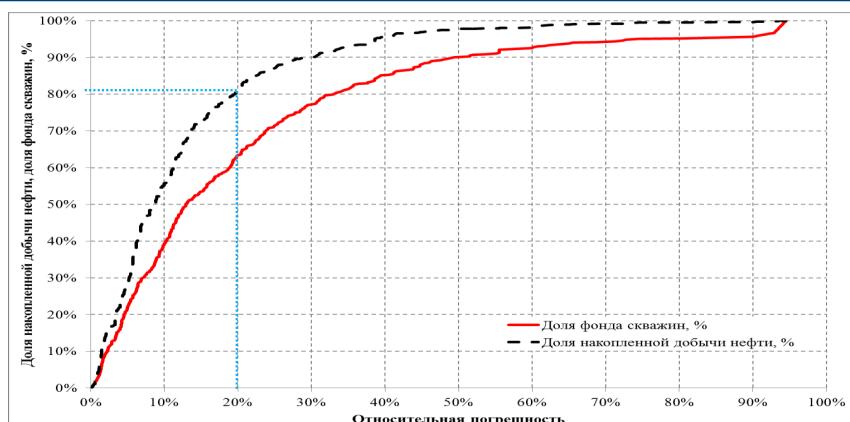
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 161

Критерии адаптации, если смотрим отдельно по скважинам.

Строятся кроссплоты расчёт-факт (отмечаются все скважины) по накопленной добыче нефти на определённую дату.

Допустимые ошибки: 20% по нефти; 20% по воде; 25% по давлению; 5% по жидкости; 5% по закачке.

## Критерии адаптации



Отклонение расчетной накопленной добычи нефти не должно превышать 20% по сравнению с историей для скважин, которые обеспечивают 80% накопленной добычи нефти

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 162

Чтение представленного на слайде графика: видим, что доля фонда скважин с относительной погрешностью расчёт-факт, не превышающей 20%, составляет около 63%. И при этом эти 63% скважин обеспечивают накопленную добычу нефти чуть больше 80%.

Принцип Паретто: 20% усилий дают 80% результата; чтобы получить оставшиеся 20% резуль-

тата приходится приложить 80% усилий.

Для задач, где не требуется настройка каждой скважины (необходимо понимать только поведение месторождения в целом, например, для проектно-технологических документов), обычно требуют настройку в пределах 20% только для тех скважин, которые суммарно дают 80% накопленной добычи по месторождению.

### 3.19.4 «Запрещённые» и нежелательные приёмы адаптации

- #### «Запрещенные» и нежелательные приемы адаптации
- 
- Умножение порового объема ячеек в нефтенасыщенной зоне
  - Задание множества необоснованных регионов ОФП, РВТ, уровней контактов
  - Необоснованное изменение остаточных насыщеностей
  - Чрезмерное увеличение проницаемости
  - Негеологичные способы модификации параметров («заплатки»)
  - Необоснованное рисование барьеров
  - Необоснованное использование несоседних соединений (NNC, PINCH)
  - Изменение входных данных (истории работы, координат скважин)

*Основная цель гидродинамического моделирования – прогноз дальнейшей динамики работы месторождения при различных сценариях разработки. Использование некорректных методов адаптации модели сделает её непригодной для прогнозных расчётов.*

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 163

Стоит помнить, что целью модели является прогноз дальнейшей динамики работы месторождения при различных сценариях. Если будем использовать некорректные методы адаптации, то это сделает модель непригодной для дальнейших прогнозов.

### 3.20 Упражнение 5. Расчёт моделей с разными наборами исходных данных

#### Упражнение 5. Расчет моделей с разными наборами исх.данных

Получаемый при моделировании результат чувствителен к исходным данным. Проверим как изменится расчет при отсутствии или некорректности некоторых данных.

- Нет исследований анизотропии проницаемости. Расчет с анизотропией 0.1
- В наличии только одно исследование ОФП. Расчет с ОФП Sample 4
- Взятая ранее для расчетов проба оказалась некондиционной (частично разгазированной). Новая уточненная глубинная проба нефти:

$$\rho_{\text{oil}}=836 \text{ кг}/\text{м}^3 \quad C_o=1.46 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \quad P_b=58 \text{ бар}$$
$$R_s=40 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad B_o(P_b)=1.18 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad \mu_{\text{oil}}=5.2 \text{ мПа}\cdot\text{s}$$

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 164

### 3.21 Упражнение 6. Адаптация ГДМ

#### Упражнение 6. Адаптация ГДМ

- Просчитать модель, определить основные невязки
- Варьируя различные параметры, садаптировать модель

Кто первый садаптирует – получит приз –  
**лицензионный ECLIPSE!**

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 165

### 3.22 Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

#### Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

- Сравнение методов адаптации, использованных участниками
- Поочередное выступление всех участников

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 166

### 3.23 Групповая дискуссия

#### Групповая дискуссия

Группы дают ответы на вопросы (подготовка 10 мин, доклад 5 мин):

- «Какую аналитическую информацию может дать модель?»
- «Какие мероприятия по оптимизации разработки можно просчитать на модели?»

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 167

### 3.24 Инструменты для оптимизации разработки месторождения

## Инструменты для оптимизации разработки месторождения

### Карты

Анализ карт остаточных подвижных запасов нефти и пластового давления является основой для подбора кандидатов на ЗБС, уплотняющее бурение, оптимизацию ППД

### Линии тока

Позволяют получать распределение потоков нефти и воды для каждой скважины на каждый шаг расчета, что открывает возможности для оптимизации системы ППД



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 168

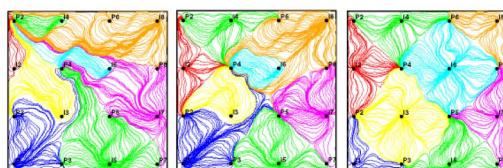
После создания и настройки модели её можно использовать для подбора вариантов разработки, оптимизации текущей разработки месторождения.

Для этого нужно провести анализ этой настроенной модели, получить из неё карты остаточных подвижных запасов нефти, карты пластового давления, карты проницаемости.

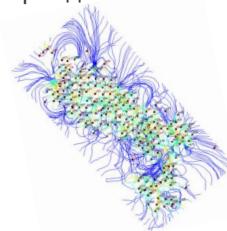
С помощью линий тока можем оценить, насколько эффективно работает каждая из нагнетательных скважин (насколько эффективно она вытесняет нефть, воду; насколько эффективно поддерживает давление).

### 3.25 Линии тока

- Линии тока представляют собой линии, касательные к которым в любой точке совпадают с вектором скорости течения. На каждый шаг времени распределение линий тока может меняться
- Модель линий тока рассчитывается быстрее сеточной, т.к. для определения распределения насыщенности решается одномерная задача (для давления задача остается трехмерной)
- Начало и конец линий тока – обязательно это скважины, источником и стоком может быть, например, водоносный горизонт
- Линии тока визуализируют потоки в пласте, показывая его охват заводнением
- Ещё один результат вычисления модели линий тока – таблицы (матрицы дренирования), показывающие взаимосвязь скважин в модели (например, сколько нефти добывает скважина за счёт соседней нагнетательной)



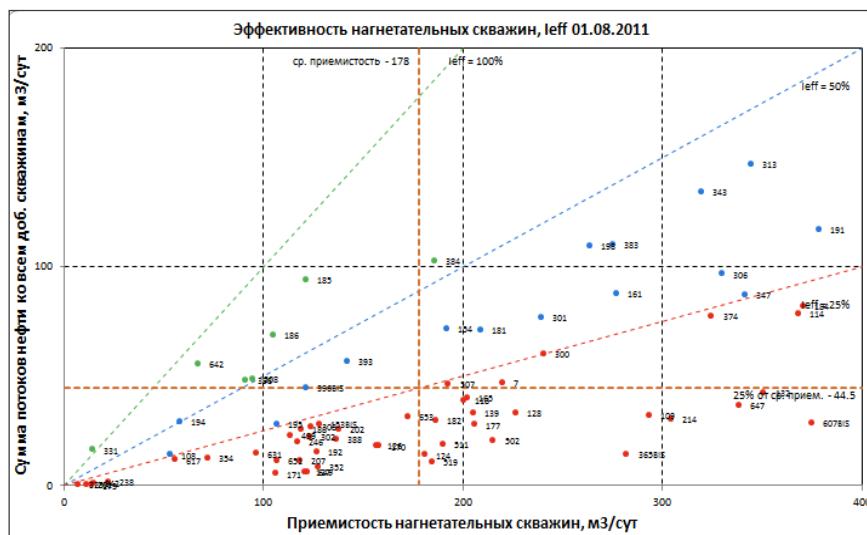
Балансировка заводнения



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 169

### 3.26 Оптимизация ППД на основе матриц дренирования

#### Оптимизация ППД на основе матриц дренирования



$$I_{eff} = \frac{\text{Добыча нефти [м}^3/\text{сут]}}{\text{закачка воды [м}^3/\text{сут]}}$$

Сколько нефти добыто в результате закачки 1м<sup>3</sup> воды

**Низкие значения  $I_{eff}$**  показывают какие нагнетательные скважины **неэффективно** вытесняют нефть

Перераспределение закачки в более эффективные скважины позволит увеличить эффективность заводнения и увеличить дебит нефти

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 170

## Оптимизация ППД на основе матриц дренирования



$$Iwcut = \frac{\text{Добыча воды [м}^3/\text{сут]}}{\text{закачка воды [м}^3/\text{сут]}}$$

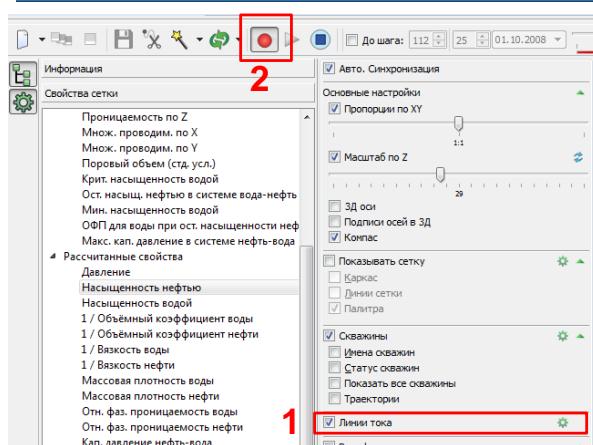
Сколько воды добыто в результате закачки 1 $\text{m}^3$  воды

**Высокие значения Iwcut**  
показывают нагнетательные скважины, которые «гоняют воду по кругу»

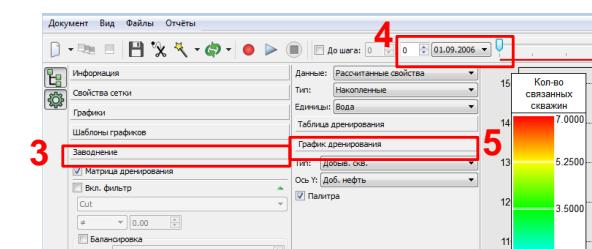
Перераспределение закачки в более эффективные скважины позволит увеличить эффективность заводнения и снизить обводненность

### 3.27 Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования

#### Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования



- На панели настройки отображения нажать галочку «Линии тока»
- Рассчитать модель
- После окончания расчета щелкнуть на левой панели параметров «Заводнение»
- Перетащить слайдер времени на 0 шаг
- На панели настройки выбрать «График дренирования»
- Нажать кнопку **Вычислить** под графиком



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 172

В т-навигаторе тоже есть функционал анализа линий тока.

## Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования

Сколько нефти добыто в результате закачки 1м<sup>3</sup> воды

Соотн.: 0.80
   
 Отклонение: 0.30

Сколько жидкости добыто в результате закачки 1м<sup>3</sup> воды

**Таблица дренирования**

Сводная таблица по результатам вычисления линий тока. Можно группировать по доб. и нагн. скважинам, в абсолютных и относительных величинах

Скважина	Добыч. оск.	Влияние от нагнетательных скважин	
		Жидкость, пласт.нз	Нефть, ст.нз
1530	3.476129	0	
1559	3.476119	0	
1650	4.31254	0	
1710	2.14301	0	
1769	10.0663	0	
1771	4.88358	0	
1830	7.36849	0	
1831	4.52591	0	
1832	1.74677	0	
1859	3.22258	0	
1877	1.95153	0	
1924	7.04561	0	
1938	0.842451	0	
1939	1.72143	0	
1949	2.96835	0	
1953	1.98528	0	
1954	4.67621	0	
2010	3.78178	0	
2012	2.03093	0	
2066	2.91139	0	
2077	4.17685	0	
2089	4.14508	0	
2070	6.22834	0	
2096	0.377771	0	
2127	9.74198	0	
1530	4923.5	3039.43	Резервуар
1559	11491.7	59331.07	Резервуар
1560	34759	24044.3	Резервуар
			76.278
			22.472
			23.7995
			26.7045
			26.2647
			73.2955
			73.7353
			18.3669
			18.4721
			45.2065
			45.0581
			36.4266
			36.4697

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 173

Анализ таблиц дренирования проводится с целью оптимизации системы ППД.

### 3.28 Подготовка и проведение прогнозных расчётов

#### Подготовка и проведение прогнозных расчетов

Чтобы сэкономить время и не пересчитывать историю при расчете прогнозов, можно использовать рестарты

- **Гибкий (полный) рестарт**
  - Происходит перечитывание модели, пересчитываются некоторые данные (например, проводимости)
  - Можно вносить некоторые изменения в базовую модель
  - Рестарт возможен с помощью файлов, записанных в более ранних версиях ECLIPSE
- **Быстрый рестарт**
  - Данные хранятся в обработанной форме, не нужно перечитывать модель
  - Нельзя вносить изменения в базовую модель
  - Должны быть сгенерированы в текущей версии ECLIPSE

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 174

## Подготовка и проведение прогнозных расчетов

---

### Гибкий (полный) рестарт

1. При расчете базовой модели убедиться в выводе результатов расчета на нужный шаг (контролируется мнемоникой BASIC=n ключевого слова **RPTRST** в секции SCHEDULE)

2. Для запуска рестарта:

2.1. Скопировать data-файл базовой модели в файл рестарта

2.2. В секции SOLUTION удалить все, что связано с инициализацией и аквиферами.  
Вставить

#### **RESTART**

*'имя базовой модели' номер шага /*

2.3. Вставить **SKIPREST** в секцию SCHEDULE

2.4. Добавить дополнительные даты, на которые необходим вывод результата

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 175

## Подготовка и проведение прогнозных расчетов

---

### Быстрый рестарт

1. При расчете базовой модели убедиться в выводе результатов расчета на нужный шаг (**RPTRST** и **SAVE** в секции SCHEDULE)

2. Для запуска рестарта:

2.1. Скопировать data-файл базовой модели в файл рестарта

2.2. Удалить всё до секции SUMMARY или SCHEDULE

2.3. Вставить ключевые слова **LOAD** и **RESTART**

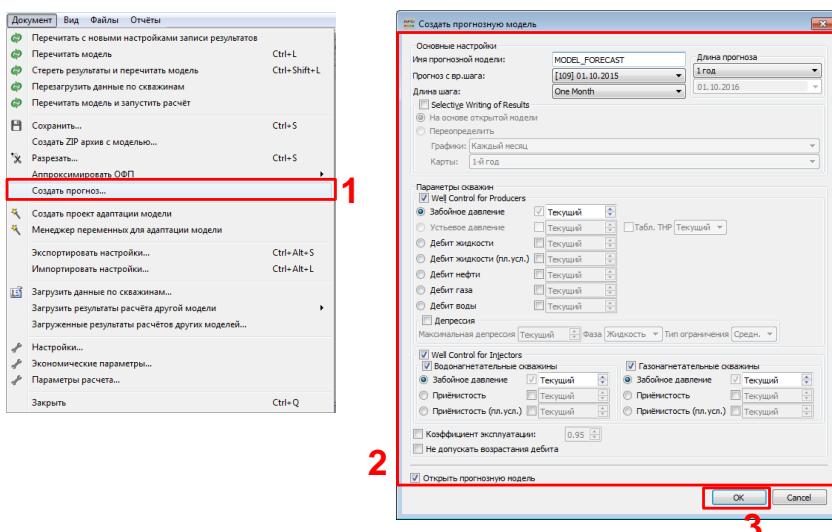
2.4. Вставить **SKIPREST** в секцию SCHEDULE

2.5. Добавить дополнительные даты, на которые необходим вывод результата

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 176

### 3.29 Создание рестартов из GUI tNavigator

#### Создание рестартов из GUI tNavigator



1. В верхней панели окна модели выбрать «Документ» / «Создать прогноз»
2. Во всплывшем окне указать настройки для прогнозного варианта
3. Нажать «OK»

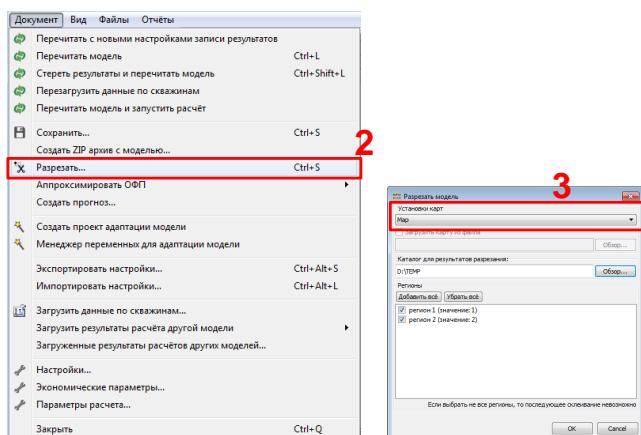
*В папке с моделью будут созданы data-файл рестарта для прогнозного варианта и файл schedule с режимами работы скважин на прогноз*

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 177

### 3.30 Вырезание сектора

#### Вырезание сектора

Рекомендуется разрезание модели по областям с наименьшими перетоками (можно посмотреть по линиям тока)  
Скважина не должна попасть в 2 сектора



1. В группе свойств «Карты» создать регионы (кисточкой, арифметикой или профилем)
2. В верхней панели окна модели выбрать «Документ» / «Разрезать»
3. Во всплывающем окне выбрать по какой карте разрезать модель  
*В папке с моделью будут созданы папки с секторными моделями*
4. Открыть модель с расширением .patterns и рассчитать, чтобы записать граничные условия по секторам. После этого можно открывать каждый сектор отдельно

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 178

### 3.31 Подготовка и проведение прогнозных расчётов

#### Подготовка и проведение прогнозных расчетов

##### Контроль по скважинам (дебит, Рзаб, Руст+VFP-таблицы)

###### WCONPROD

```
--name status ctrl oil wat gas liq liq_r BHP THP VFP#
'P_1' 'OPEN' 'BHP' 1* 1* 1* 200 1* 70 1* 1* /
```

###### WCONINJE

```
--name type status ctrl rate_s rate_r BHP THP VFP#
'INJ1' 'WATER' 'OPEN' 'THP' 500 1* 1* 170 1 /
```

##### Групповой контроль

###### GCONPROD

```
--name ctrl oil wat gas liq extra 6* rate_r pr/inj
'FIELD' 'RESV' 11* 10000 1 /
/
```

###### GCONINJE

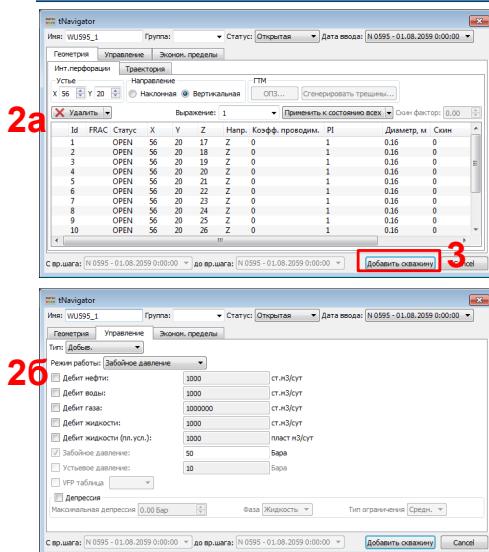
```
--name type ctrl rate_s rate_r reinj compens
'FIELD' 'WATER' 'VREP' 9000 10000 1.0 1.0 /
/
```

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 179

### 3.32 Прогнозные расчёты

#### 3.32.1 Расстановка ВС

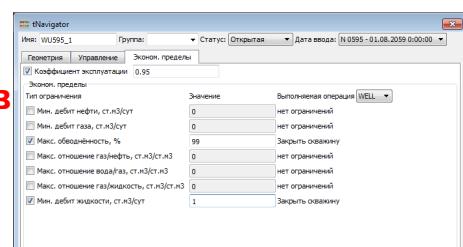
#### Прогнозные расчеты. Расстановка ВС



##### Как добавить вертикальную скважину

1. Alt + ЛКМ на ячейке в 2Д или 3Д окне
2. Во всплывшем окне задать а) параметры вскрытия новой скважины, б) параметры управления, в) экономические ограничения
3. Нажать «Добавить скважину». В папке с моделью будет создана папка USER, в которой создан файл с ключевыми словами задания новой скважины.

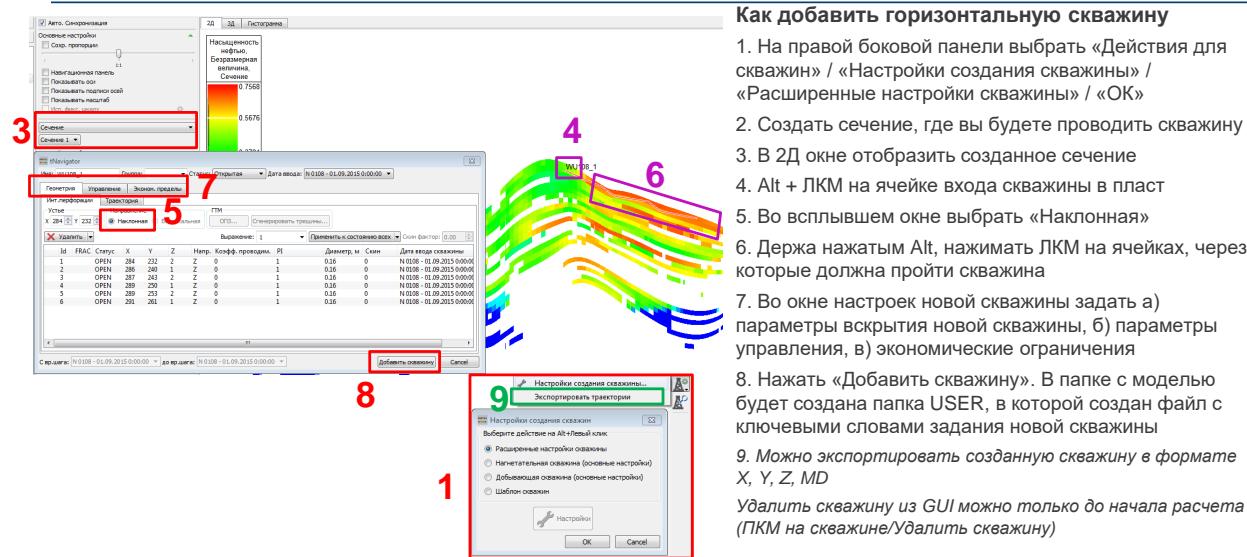
Удалить скважину из GUI можно только до начала расчета (ПКМ на скважине/Удалить скважину)



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 180

### 3.32.2 Расстановка ГС/ННС

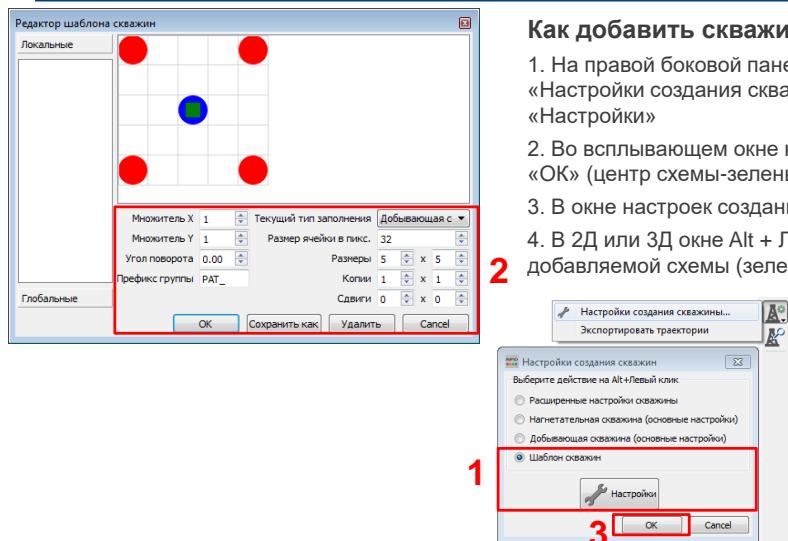
#### Прогнозные расчеты. Расстановка ГС/ННС



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 181

### 3.32.3 Расстановка скважин по сетке

#### Прогнозные расчеты. Расстановка скважин по сетке



Если при расстановке скважин по шаблону включить фильтр, то скважины будут проперфорированы только на отображаемые ячейки. По умолчанию перфорируются все ячейки

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 182

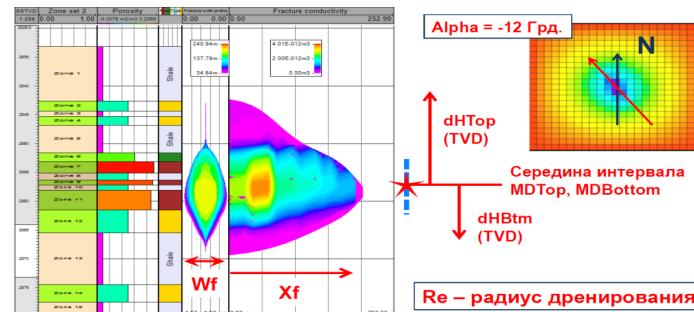
### 3.32.4 Моделирование ГТМ

## Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

### Моделирование ГРП посредством плагина EasyFrac для Petrel

Трещины ГРП моделируются на основании следующего набора данных:

- траектория скважины
- глубина центра трещины (в MD)
- диаметр ствола скважины
- полудлина трещины
- ширина трещины
- азимут простирания трещины
- высота трещины от центра вверх/вниз
- проводимость пропанта
- время вырождения трещины
- конечный множитель трещины
- набор коэффициентов для «настройки»



**Выходные данные** – schedule-секция с дополнительными ключевыми словами COMPDAT, содержащими соединения скважин с пластом и их параметры (CF, оценочный скин).

Вырождение трещины описывается через связку ключевых слов ACTIONX и WPIMULT.

Слайд Кожемякина С.С.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 183

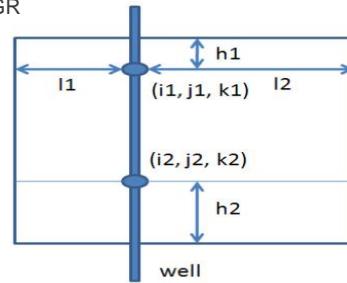
## Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

### Моделирование ГРП посредством функционала tNavigator

Семейство ключевых слов WFRAC/WFRACP/COMPFRAC и их аналоги для LGR

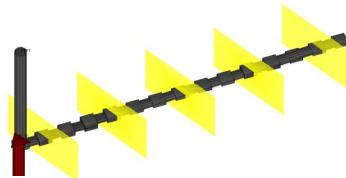
#### Входные данные:

- модель скважины (соединения)
- координаты трещины в модельной нотации (i,j,k)
- полудлина трещины
- ширина трещины
- азимут/зенит простирания трещины
- высота трещины от верхнего/нижнего коннекшена
- проводимость пропанта
- функция вырождения трещины
- «адаптационные» коэффициенты



WFRACP

```
-well i j k i j k az zen xf1 xf2 h1 h2 w propname func phase mult ijkbound1 ijkbound2 Vprop
3011 112 81 47 112 81 47 115 0 100 100 10 10 0.03 1000 2* 5 /
3011 115 81 43 115 81 43 115 0 100 100 10 10 0.03 1000 2* 5 /
3011 118 81 42 118 81 42 115 0 100 100 10 10 0.03 1000 2* 5 /
3011 121 81 41 121 81 41 115 0 100 100 10 10 0.03 1000 2* 5 /
3011 124 81 42 124 81 42 115 0 100 100 10 10 0.03 1000 2* 5 /
/
```



Фактически в модели создаются дополнительные соединения скважины с пластом, не отображаемые явно

Слайд Кожемякина С.С.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 184

### 3.32.5 Задание ГРП

## Прогнозные расчеты. Задание ГРП

Можно задавать ГРП ключевыми словами (WFRACP) вручную в data-файле, а можно через GUI



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 185

### 3.32.6 Оценка адекватности результатов

## Прогнозные расчеты. Оценка адекватности результатов

После окончания расчета необходимо проверить адекватность полученных результатов:

- Соответствие прогнозных дебитов и обводненностей новых скважин работе окружения
- Отсутствие на графиках для «старых» скважин скачков дебитов на первый шаг прогноза
- Изменение добычи по скважинам со временем (при заданном постоянном Рзаб)
- Адекватное распределение дебитов скважин при групповом контроле

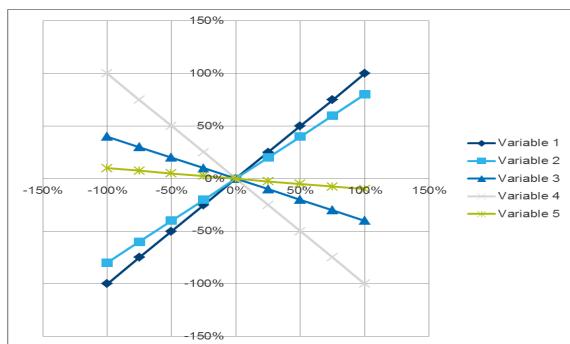
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 186

### 3.32.7 Анализ чувствительности

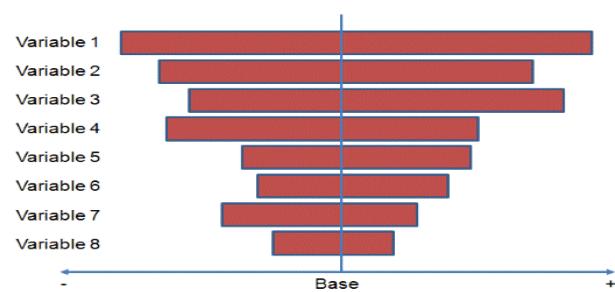
## Прогнозные расчеты. Анализ чувствительности

## Анализ степени влияния параметров модели на расчетные показатели

#### 1. Поочередная независимая оценка параметров (OVAT – One Value At a Time)



## Диаграмма чувствительности (Spider diagram)



## График «торнадо» (Tornado chart)

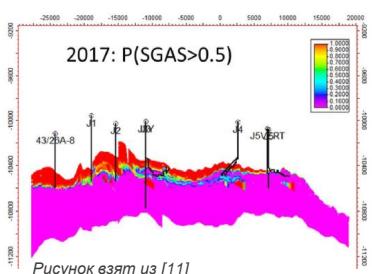
© 2020 «Газпромнефть НПЦ» | 2020-5 | 187

Прогнозные расчеты. Анализ чувствительности

## 2. Оценка влияния на результат с учетом варьирования нескольких параметров одновременно

Для сокращения количества расчетных вариантов используется методы дизайна эксперимента (*DoE, Design of Experiment*). Например:

- ✓ Латинской гиперкуб (набор варьируемых параметров по принципу судоку)
  - ✓ Plackett-Burman (оценка только граничных значений параметров)
  - ✓ Fractional factorial design (ограничения по кол-ву одновременно изменяемых параметров)  
а также прокси и суррогатное моделирование



*Рисунок взят из [11]*

### **Как проанализировать множество расчетов?**

Один из инструментов – карты вероятности превышения выбранным параметром порогового значения (отношение кол-ва реализаций, в которых параметр превышает пороговое значение к общему числу реализаций)

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 188

### 3.33 Упражнение 7. Прогнозные расчёты

#### Упражнение 7. Прогнозные расчёты

Анализ карт на основе садаптированной модели, подбор вариантов оптимизации и проведение расчетов:

1. Базовый вариант. Расчет прогноза на 5 лет с последним Рзаб на скважинах.
2. Перевод существующей скважины в ППД
3. Ввод новых скважин ППД
4. \*Расстановка новых скважин по сетке

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 189

### 3.34 Регламенты по созданию ГДМ

#### Регламенты по созданию ГДМ

- Регламент по созданию ПДГТМ нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00, 2000г.
- Положение «О порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья», ГКЗ, 2010г.
- Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС, 2012г.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 190

### 3.35 Сравнительная характеристика ПО для ГДМ

#### Сравнительная характеристика ПО для ГДМ

- При большом числе программных средств гидродинамического моделирования результаты по одинаковым моделям не совпадают
- Тесты SPE для сравнительной оценки результатов расчета симулятором с некоторым набором эталонных расчетов
- Тесты ЦКР (2007) для дополнительной оценки некоторых особенностей расчета
- В РД по проектированию и моделированию оговаривается необходимость выполнения тестов SPE1 и SPE7

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 191

##### 3.35.1 Тесты SPE

#### Сравнительная характеристика ПО для ГДМ. Тесты SPE

№	Название	Автор и год
1	Моделирование трехфазной фильтрации	Aziz Odeh 1981
2	Моделирование эффекта конусообразования	Khalid Aziz 1982, модифицирован Weinstein et al. 1986
3	Моделирование ретроградной конденсации и ресайклинга	Kenyon и Behie 1987
4	Моделирование нагнетания пара	Aziz et al. 1985
5	Смешивающееся заводнение	Killough и Kossack, 1987
6	Модель двойной пористости	Firoozabadi и Thomas, 1990
7	Моделирование горизонтальной скважины	Ngheim et al., 1991
8	Моделирование различных сеток	Quandalle, 1993
9	Моделирование сложной геологии – большой модели	Killough, 1995
10	Сопоставление техник ремасштабирования	Christie и Blunt, 2001

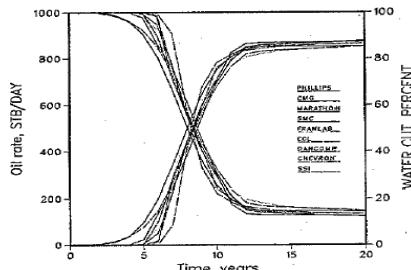
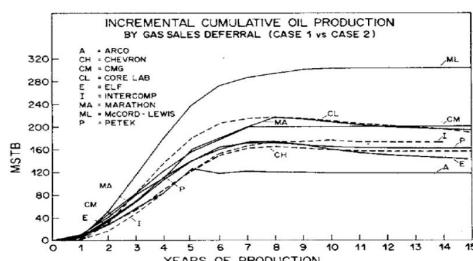
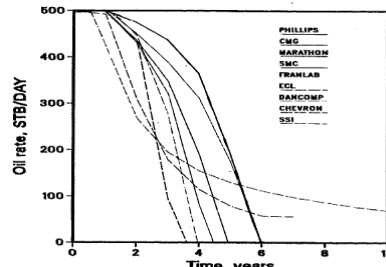
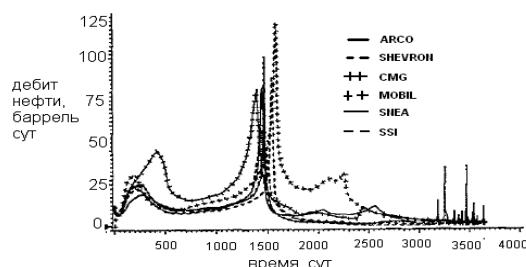
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 192

## Сравнительная характеристика ПО для ГДМ. Тесты SPE

Компания	Симулятор	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Amoco Production Co	noname	да									
AEA Technology	TechSIM									да	
Arco Oil and Gas Co	ARCO		да	да	да	да					да
ARTEP (Research association of Institut Francais du Petrole, Elf Aquitaine, Total-CFP and Gas de France)	Sigma-Core							да			да
British Petroleum (BP)	noname										
Chevron Oil Field Research Co	CRS-3D, NFRS, CHEARS						да				
Computer modeling group of Calgary (CMG)	STAR5, ISCOM, IMEX	да									
Core Laboratories Inc.	noname										
D&S Research Development Ltd	D&S		да								
Dancomp A/S	DANCOMP/RISO						да				
Energy Resource Consultants Limited (ERC)	TIGRESS										
Exploration Consultants Ltd. (ECL), INTERA Information Technologies(INT)	ECLIPSE 100/200						да	да	да	да	да
Exxon Production Research Co	GPSIM	да									
Franlab Consultant, S. A. (Beicip-Franlab)	FRAGOR		да				да				
Gulf Research and Development Co	noname		да								
Harwell	PORES		да				да				
HOT Engineering (HOT)	SURE							да			
Integrated technologies (INTECH)	VIP-ENCORE							да			
Intercomp Resource Development and Engineering Inc (SSI)	BETA II, SIMBEST II	да	да	да	да	да	да				
J. S. Nolen and Assocs.	VIP	да									
Japan National Oil corporation (JNOC)	noname							да			
Japan Oil Engineering Co. (JOE)	noname							да			
Mobil Oil Co	noname							да			
McCord Lewis Energy Services	noname							да			
Mobil Research and development Corp	ALPURS	да	да								
Petek, The Petroleum Technology Research Inst.	noname										
Philippe Petroleum Co.	noname							да			
Reservoir Simulation Research Corp (RSRC)	noname							да			
Scientific Software Corp (SSC)	noname							да			
Coats Engineering Inc.	SENSOR	да	да								
Shell Development Co	noname	да	да								
Simulation and Modeling Consultancy Ltd. (SMC)	GENESYS	да	да					да			
Societe Nationale Elf Aquitaine	noname							да			
Stanford University	META							да			
Todd, Dietrich, and Chase, Inc. (TDC)	BLOS							да			
Western Atlas Software	Desktop-VIP							да			
GeoQuest	ECLIPSE 100 and FRONTNSIM										
Landmark	VIP									да	
Roxar	Nextwell									да	
Streamsim	RMSsimgrin										да

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 193

## Тесты SPE



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 194

### 3.35.2 О недостатках тестов SPE

- ## О недостатках тестов SPE
- 
- **Границные условия** на границе пласта в первом и седьмом тестах – **только 2го рода**. Не рассматривается возможность и корректность задания в симуляторе граничных условий 1-го рода (постоянное давление на границе)
  - Численное решение зависит от метода решения. Из-за большой разницы в плотности газа и нефти довольно большую роль играет гравитационное разделение фаз. Разные симуляторы могут моделировать этот процесс с разной точностью, причем **точность эталонных симуляторов остаётся неизвестной**
  - **Скважины находятся слишком близко к границе**. Точнее, скважины отстоят от границы всего на половину ширины ячейки А это, в свою очередь, ведет к заметному искажению кривых, используемых впоследствии в качестве эталонов при тестировании новых симуляторов
  - **Маленькое количество ячеек в модели**. Первый тест SPE осуществлен 25 лет назад. За это время вычислительные возможности рабочих станций значительно увеличились, современные модели могут состоять из миллиона ячеек

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 195

## О недостатках тестов SPE

---

- Кроме того, придуманы новые и усовершенствованы старые способы аппроксимации продуктивности, течения жидкости и газов в стволе скважины, потерю давления из-за неполного вскрытия и т.д.
- Даже в современных моделях при плотном разбуривании минимальное расстояние между соседними скважинами редко превышает 10 ячеек, то есть тестирование симулятора на грубой сетке остается актуальным
- Вместе с тем, правильность заложенных в программу аппроксимаций можно оценить (при отсутствии аналитического решения задачи) только при довольно большом измельчении сетки. Поэтому, было бы целесообразно изучать также зависимости решений симуляторов от количества ячеек в разностной сетке
- Современная методика тестирования программ по гидродинамическому моделированию не является объективной по отношению ко всем авторам. Произвольным образом было выбрано 7-14 программных продуктов, которые затем стали считаться эталонными. При этом некоторые из таких симуляторов не прошли бы лицензирование, если бы они не были включены в число эталонов (на графиках выше - самые высокие или низкие кривые). Всё это приводит к необходимости поиска иных методов тестирования

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 196

### 3.35.3 Тесты ЦКР

#### Тесты ЦКР

- 
1. Моделирование на неортогональных сетках типа параллелограмм
  2. Моделирование на неортогональных сетках типа трапеция
  3. Двухфазная фильтрация в сложных анизотропных геологических объектах
  4. Двухфазная фильтрация в анизотропных геологических объектах с проницаемостью, описываемой полным тензором
  5. Расчет дегазации нефти в рамках стандартной модели black-oil
  6. Моделирование фильтрации в пластах, описываемых неструктурированными сетками
  7. Моделирование физически неустойчивых течений
  8. Учет притоков в скважину из неоднородных пластов
  9. Ремасштабирование геологических моделей

#### Методы тестирования:

- Сравнение результатов расчетов с известными точными аналитическими решениями
- Сравнение результатов расчетов с эталонными физическими решениями
- Сравнение результатов расчетов с опытными данными

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 197

### 3.36 Основные проблемы моделирования

#### Основные проблемы моделирования

##### Групповая дискуссия:

«Какие основные проблемы моделирования Вы можете выделить? Как их решать?»

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 198

### 3.37 Выводы

#### ВЫВОДЫ

- При создании модели необходимо исходить из принципов целесообразной экономичности
- До создания ГДМ необходимо провести анализ разработки и верификацию данных
- На каждом этапе создания модели (сейсмика, петрофизика, геомодель) необходима валидация результатов на данные фактической эксплуатации
- Методы, используемые при адаптации модели на историю разработки, должны быть обоснованы с точки зрения геологии и физики пласта
- Существует множество «правильных» вариантов адаптации модели
- Результаты моделирования должны соответствовать критериям точности и адекватности

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 199

#### Термины, определения, сокращения

---

ASP – Alkaline-Surfactant-Polymer – заводнение с добавлением смеси щелочи, ПАВ и полимера

BHP – Bottom Hole Pressure – забойное давление

CBL – Cement Bond Log – каротаж качества цемента

CF – Connection Factor – коэффициент проводимости соединения скважина-ячейка

FWL – Free Water Level – зеркало свободной воды

LGR – Local Grid Refinement – локальное измельчение сетки

MD – Measured Depth – измеренная глубина вдоль ствола скважины

NNC – Non Neighbor Connection – несоседнее соединение

NTG – Net-to-Gross Ratio – песчанистость

PEBI – Perpendicular Bisector – перпендикулярный бисектор или сетка Вороного

PVT – Pressure, Volume, Temperature – свойства флюидов и породы, зависящие от термобарических условий

QA/QC – Quality Analysis/ Quality Control – контроль и анализ качества данных

SCAL – Special Core Analysis - специальный анализ керна

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 202

## Термины, определения, сокращения

SPE – Society of Petroleum Engineers – Общество инженеров нефтяников

THP – Tubing Head Pressure – устьевое давление

VFP – Vertical Flow Performance – таблица потерь давления по стволу скважины (таблица работы подъемника)

WAG – Water-Alternating-Gas Injection – водогазовое воздействие

ВНК – водонефтяной контакт

ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГДМ – гидродинамическая модель

ГНК – газонефтяной контакт

ГРП – гидроразрыв пласта

ГСР – геолого-статистический разрез

ГТМ – геолого-технологические мероприятия

ГФ – газовый фактор

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 203

## Термины, определения, сокращения

ЗБС – забуривание бокового ствола

ЗКЦ – заколонная циркуляция

ЗСВ – зеркало свободной воды

КИГ – коэффициент извлечения газоконденсата

КИН – коэффициент извлечения нефти

КРС – капитальный ремонт скважин

МЭР – месячный эксплуатационный рапорт

НКТ – насосно-компрессорная труба

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ПДГГДМ – постоянно-действующая геолого-гидродинамическая модель

ПДГТМ – постоянно-действующая геолого-технологическая модель

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 204

## Термины, определения, сокращения

---

ПЗП – призабойная зона пласта  
ПО – программное обеспечение  
ППД – поддержание пластового давления  
ПТОС – паротепловые обработки скважин  
РД – регламентирующий документ  
РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин  
УВ – углеводороды  
УВС – углеводородное сырье  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
ЦКР – Центральная комиссия по разработке месторождений РФ

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 205

## Список литературы и источников информации

---

1. Уёмов А.И. Логические основы метода моделирования, М.: Мысль, 1971. – 311 с
2. ISO/IEC/IEEE 24765:2010 Systems and software engineering – Vocabulary
3. IEEE Std 1233-1998 (R2002) IEEE Guide for Developing System Requirements Specifications
4. Хорошев А. Н. Введение в управление проектированием механических систем: Учебное пособие. – Белгород, 1999. – 372 с.
5. Reservoir Simulation Manual – Heriot Watt University, Edinburgh, 2005
6. Eclipse Technical Description – Schlumberger, 2011
7. Marco R. Thiele, Rod P. Batycky Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow, SPE 84040
8. Б.Бейли, М.Крабтри, Д.Тайри, Ф.Кучук, К.Романо, Л.Рудхарт, Д.Элфрик Диагностика и ограничение водопритоков /ж-л «Нефтегазовое обозрение», Весна 2001г.
9. Дон Уолкотт Разработка и управление месторождениями при заводнении М.: ЮКОС, Schlumberger, 2011
10. <http://www.geologika.ru/images/pik-ofp.pdf>
11. SPE-185877-MS
12. М-01.05.25-02 Методический документ «Создание цифровых гидродинамических моделей», Спб: ОАО «Газпром нефть», 2015
13. Практические советы по гидродинамическому моделированию / С. В. Кайгородов, С. А. Кириченко, Д. А. Самоловов, Л. И. Акмадиева, Н. Н. Плешанов. — М.—Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2019. — 188 с.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 206

## 4 Практика 14.09.2022 (Базыров И.Ш.)

### 4.1 Закон Дарси

В XIX веке наука во Франции была передовой. В 1856 году в работе Дарси «Les fontaines publiques de la ville de Dijon. Paris 1856» (Общественные фонтаны города Дижон. Париж 1856) опубликованы результаты опытов по фильтрации воды в песке. Опубликован закон, связывающий скорость фильтрации жидкости в пористой среде с градиентом давления. Является основополагающим законом, который используется в гидродинамике.

До Дарси считалось, что поток в трубе не зависит от диаметра трубы и шероховатости её стенок. Это большое заблуждение, которое опровергли Дарси и Вейсбах. На самом деле, потери напора в трубе связаны со скоростью в квадрате и есть коэффициент местного сопротивления (коэффициент потерь), который показывает изменение потерей напора на всём протяжении трубы (эти потери прямо пропорциональны длине трубы и обратно пропорциональны диаметру трубы). Закон Дарси применим для фильтрации жидкостей, подчиняющихся закону вязкого трения Ньютона (закону Навье-Стокса). Для фильтрации ньютоновских жидкостей (например, некоторых нефтей) связь между градиентом давления и скоростью фильтрации может быть нелинейной или вообще неалгебраической (например, дифференциальной).

Для ньютоновских жидкостей область применения закона Дарси ограничивается малыми скоростями фильтрации (числа Рейнольдса, рассчитанные по характерному размеру пор, меньше или порядка единицы). При больших скоростях зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации нелинейна (хорошее совпадение с экспериментальными данными даёт квадратичная зависимость – закон фильтрации Форхгеймера).

Основные допущения закона Дарси:

- 1) постоянный дебит;
- 2) ламинарное течение;
- 3) гомогенная среда фильтрации;
- 4) поровое пространство насыщено одной фазой;
- 5) отсутствие химического взаимодействия между породой и флюидом.

#### 4.1.1 Линейное течение

#### 4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи

Приравняв значение потоковой скорости, найденное из геометрии пласта, к значению, найденному из закона Дарси, получим дифференциальное уравнение притока флюида к скважине.

Дюпюи составил и решил это дифференциальное уравнение для случая границы в виде цилиндрической области (для радиального режима течения).

$$\frac{Q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \Rightarrow \frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dp \Rightarrow Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (10)$$

Формула получена в СИ. При пересчёте в промысловые единицы измерения формула Дюпюи примет следующий вид:

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (11)$$

## 4.2 Скин-фактор

Для корректной оценки притока (калибровки модели к реальным данным) необходимо также учесть дополнительный перепад давления в призабойной зоне, то есть скин-фактор:

$$S = \frac{\Delta P_s}{Q\mu} \frac{2\pi kh}{(12)}$$

$$P_{wf} = P_e - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right) \quad (13)$$

В дальнейшем скин-фактор используется инженерами для учёта не только перепада давления в призабойной зоне.

## 4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S} \quad (14)$$

## 4.4 Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности

<b>kh</b>	Проводимость пласта, мД·м	100
<b>P<sub>e</sub></b>	Пластовое давление, атм	250
<b>P<sub>wf</sub></b>	Забойное давление, атм	100
<b>r<sub>e</sub></b>	Радиус дренирования, м	500
<b>r<sub>w</sub></b>	Радиус скважины, м	0,108
<b>μ</b>	Вязкость флюида, сПз	1,5
<b>S</b>	Скин-фактор, безр.	0

Здесь  $P_e$  – пластовое давление на границе области дренирования.

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S} = \frac{100 \text{ мД} \cdot \text{м}}{18.41 \cdot 1.5 \text{ сПз}} \frac{250 \text{ атм} - 100 \text{ атм}}{\ln \left( \frac{500 \text{ м}}{0.108 \text{ м}} \right) + 0} \approx 64 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (15)$$

## 4.5 Задача 1

### Задача 1

Определить давление на расстоянии  $x_1$  (м) и  $x_2$  (м) от скважины при плоско-радиальном движении несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации, считая, что проницаемость пласта  $k$ (Да), мощность пласта  $h$  (м), давление на забое скважины  $p_w$  (атм), радиус скважины  $r_w$  (см), вязкость нефти  $\mu_0$  (сПз),

- 1.1 объемный дебит скважины  $q$  (м<sup>3</sup>/сут)
- 1.2 Построить зависимость давления от расстояния  
Написать макрос/скрипт, который при запуске будет выводить
- 1.3\* построенный выше график
- 1.4 Сделать анализ чувствительности закона Дарси-Дюпюи
- 1.5 Вывод уравнений Дарси, Дарси-Дюпюи

Вариант	$x_1$ , м	$x_2$ , м	$k$ , Да	$h$ , м	$p_w$ , атм	$r_w$ , см	$\mu_0$ , сПз	$q$ , м <sup>3</sup> /сут
1	6	40	10	11	85	9	1	249
2	67	21	4	12	74	13	3	61
3	24	35	8	14	69	13	9	232
4	77	89	4	28	59	18	9	211
5	93	61	7	15	75	17	9	87
6	6	32	8	12	100	15	1	114
7	86	61	4	8	56	11	9	184
8	57	54	8	18	63	16	10	204
9	32	32	6	6	77	14	8	124
10	45	56	10	5	90	16	10	256
11	52	20	7	26	82	13	9	118
12	46	35	1	20	77	17	10	135
13	33	8	10	7	53	12	6	176
14	78	40	6	15	71	12	7	53
15	22	41	9	5	81	10	9	193
16	73	83	9	13	71	10	3	65
17	53	23	7	14	98	19	9	158
18	94	87	9	14	63	12	9	231
19	18	49	1	9	99	14	3	118
20	37	10	10	14	61	15	9	73
21	97	50	9	17	93	15	7	264
22	54	68	5	26	62	12	8	68
23	14	19	2	8	89	14	8	93
24	30	17	4	30	96	18	8	214
25	57	80	4	24	66	9	10	250

Вариант 16.

Давление на расстоянии  $x_1$ :

$$P_{x_1} = P_w + \frac{18.41 \cdot Q\mu}{kh} \left( \ln \left( \frac{x_1}{r_w} \right) + S \right) = \\ = 71 \text{ атм} + \frac{18.41 \cdot 65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 3 \text{ сПз}}{9000 \text{ мД} \cdot 13 \text{ м}} \left( \ln \left( \frac{73 \text{ м}}{0.1 \text{ м}} \right) + 0 \right) \approx 71.2023 \text{ атм} \quad (16)$$

Давление на расстоянии  $x_2$ :

$$P_{x_2} = P_w + \frac{18.41 \cdot Q\mu}{kh} \left( \ln \left( \frac{x_2}{r_w} \right) + S \right) = \\ = 71 \text{ атм} + \frac{18.41 \cdot 65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 3 \text{ сПз}}{9000 \text{ мД} \cdot 13 \text{ м}} \left( \ln \left( \frac{83 \text{ м}}{0.1 \text{ м}} \right) + 0 \right) \approx 71.2062 \text{ атм} \quad (17)$$

График зависимости давления от расстояния построен по ссылке: [Open in Colab](#).

## 4.6 Что такое гидродинамическое моделирование?

См. вводную лекцию.

## 4.7 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласта)

См. вводную лекцию.

## 4.8 Решение линейного стока/источника в однородном бесконечном коллекторе

Для вывода решения используются безразмерные переменные. Например, безразмерные радиус, время и давление:

$$r_D = \frac{r}{r_w}; \quad t_D = \frac{kt}{\varphi c_t r_w^2}; \quad P_D = \frac{2\pi k h}{q B \mu} (p_i - p) \quad (18)$$

Преимущества использования безразмерных переменных:

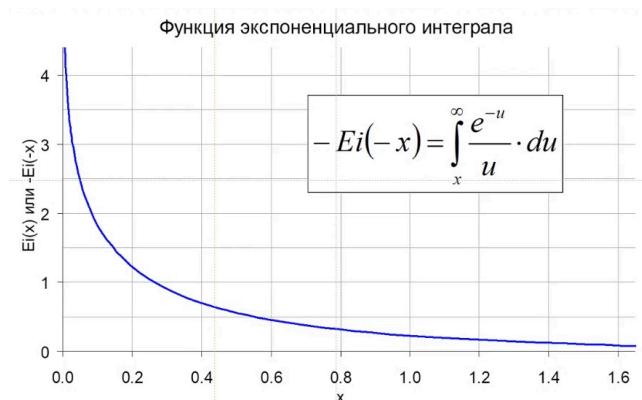
- 1) вид уравнений упрощается;
- 2) полученное один раз решение можно использовать для самых разных конфигураций;
- 3) безразмерные переменные – основа для метода палеточной интерпретации.

Решение в безразмерных переменных, записанное через интегральную показательную функцию:

$$P_D(r_D, t_D) = -Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right), \quad (19)$$

где

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (20)$$



Логарифмическая аппроксимация решения при условии  $\frac{r_D^2}{4t_D} \leqslant 0.01$ :

$$P_D(r_D, t_D) \approx -\frac{1}{2} \left[ \ln \frac{\gamma r_D^2}{4t_D} \right] = \frac{1}{2} \left[ \ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right]. \quad (21)$$

Решение линейного стока:

$$P(r, t) = p_i - \frac{q B \mu}{2 \pi k h} \left[ -\frac{1}{2} Ei \left( -\frac{\varphi \mu c_t r^2}{4 k t} \right) \right]. \quad (22)$$

Логарифмическая аппроксимация решения при условии  $\frac{kt}{\varphi \mu c_t r^2} \geq 25$ :

$$P(r, t) \approx p_i - \frac{1}{2} \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[ \ln \frac{kt}{\varphi \mu c_t r^2} + 0.80907 \right]. \quad (23)$$

## 4.9 Что такое модель, или зачем нужно решать уравнение пьезопроводности?

$$P(r, t) \approx p_i - \frac{1}{2} \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[ \ln \frac{kt}{\varphi \mu c_t r^2} + 0.80907 \right]. \quad (24)$$

Уравнение пьезопроводности – основа аналитических моделей пласта, использующихся в различных симуляторах (например, в Saphir).

## 4.10 Задача 2

### Задача 2

- 1.1 Определите радиус исследований  
Решить обратную задачу. Задать начальный радиус исследований (более приближенный к реальности), приблизиться к решению, меняя параметры.
- 1.2 Решить обратную задачу. Задать начальный радиус исследований (более приближенный к реальности), приблизиться к решению, меняя параметры, используя методы оптимизации
- 1.3\* Вывод уравнения пьезопроводности без упругости пласта
- 1.4 Вывод уравнения пьезопроводности с упругостью пласта
- 1.5\* Вывод уравнения пьезопроводности с упругостью пласта

Вариант	k, мДа	t, мин	kр, %	ти0, сПз	ct, 10 <sup>-4</sup> атм <sup>-1</sup>
1	86	1781	22	4	13
2	30	3984	17	6	3
3	91	9682	17	5	15
4	60	2775	21	1	20
5	70	1305	26	3	6
6	7	887	23	10	5
7	3	1520	20	2	4
8	73	8261	22	4	5
9	25	54	26	8	20
10	64	1423	30	9	14
11	71	7600	23	7	10
12	59	5890	11	5	5
13	12	9645	21	9	11
14	85	97	21	1	16
15	49	9645	11	4	2
16	32	7343	14	10	20
17	14	465	19	4	1
18	99	4763	20	8	9
19	94	7593	14	8	3
20	82	8266	13	4	1
21	48	7462	22	8	14
22	74	1046	26	1	16
23	73	8173	19	1	13
24	42	1202	28	10	19
25	11	1841	18	1	10

Вариант 16.

$$r_{inv} = 0.037 \sqrt{\frac{kt}{\varphi \mu c_t}} = 0.037 \sqrt{\frac{0.032 \text{ Да} \cdot 7343 \cdot 60 \text{ с}}{0,14 \cdot 0.10 \text{ Пз} \cdot 20 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{атм}}}} \approx 830 \text{ см} = 8.3 \text{ м} \quad (25)$$

График зависимости радиуса исследования от произведения проницаемости и времени построен по ссылке: [Open in Colab](#).

#### 4.11 Вывод уравнения пьезопроводности без упругости пласта (от Шеля Е.В.)

Запишем ЗСМ для флюида:

$$\frac{\partial r_f}{\partial t} + \partial_i (r_f v_i^f) = 0 \quad (26)$$

Закон Дарси в «школьной» форме:

$$Q = -\frac{\Delta p}{L} \frac{k}{\mu} S \quad (27)$$

Закон Дарси в дифференциальной форме:

$$W_i = -\frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p, \quad (28)$$

где  $W_i = \varphi v_i^f$  – потоковая относительная скорость флюида.

Учитывая связь эффективной и истинной плотностей ( $r_f = \varphi \rho_f$ ), перепишем ЗСМ для флюида:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \partial_i (\rho_f \varphi v_i^f) = 0 \quad (29)$$

Подставляя (28) в (29), получаем:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} - \partial_i \left( \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \right) = 0 \quad (30)$$

Замыкающее соотношение (связь плотности флюида и давления):

$$\rho_f = \rho_f^0 (1 + c_f (p - p_0)), \quad (31)$$

где  $c_f$  – сжимаемость флюида (1/Па).

Замыкающее соотношение (связь пористости и давления):

$$\varphi = \varphi^0 + c_n (p - p_0), \quad (32)$$

где  $c_n$  – сжимаемость пор (не равно сжимаемости породы).

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (31):

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} = c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \quad (33)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (31):

$$\partial_i \rho_f = c_f \rho_f^0 \partial_i p \quad (34)$$

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (32):

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = c_n \frac{\partial p}{\partial t} \quad (35)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (32):

$$\partial_i \varphi = c_n \partial_i p \quad (36)$$

---

Раскрывая производные произведений в (30), получаем:

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} \varphi + \rho_f \frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \partial_i \rho_f - \rho_f \partial_j p \partial_i \left( \frac{k_{ij}}{\mu} \right) - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \quad (37)$$

Подставляя (33), (34), (35) и (36) в (37), получаем:

$$c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \varphi + \rho_f c_n \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p c_f \rho_f^0 \partial_i p - \frac{\rho_f}{\mu} \partial_j p \partial_i k_{ij} + \\ + \rho_f \partial_j p k_{ij} \frac{\partial \mu}{\partial p} \frac{1}{\mu^2} \partial_i p - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \quad (38)$$

---

Перед анализом физических уравнений всегда делают масштабный анализ, чтобы понять, какие слагаемые в уравнении важны, а какие не важны (пример: уравнение Навье-Стокса с числами Струхаля, Эйлера, Рейнольдса, Фруда).

Спойлер: ГДМ симуляторы не решают уравнение пьезопроводности в классическом виде, а решают закон сохранения массы, в который они подставляют закон Дарси.

Далее необходимо выделить характерные масштабные факторы, обезразмерив каждую из функций в уравнении.

Введём безразмерное давление  $\tilde{p}$  такое, что:

$$p = \tilde{p} \cdot p_0, \quad (39)$$

где  $p_0$  – пластовое давление.

Введём безразмерное расстояние  $\tilde{r}$  такое, что:

$$\vec{r} = \tilde{r} \cdot L, \quad (40)$$

где  $L$  – некое характерное расстояние (например, между скважинами).

Введём безразмерную проницаемость  $\tilde{k}_{ij}$  такую, что:

$$k_{ij} = \tilde{k}_{ij} \cdot k_0, \quad (41)$$

где  $k_0$  – некая характерная проницаемость.

Введём безразмерную вязкость  $\tilde{\mu}$  такую, что:

$$\mu = \tilde{\mu} \cdot \mu_0, \quad (42)$$

где  $\mu_0$  – некая характерная вязкость.

Все безразмерные функции (с волной) порядка единицы.

Перепишем (38) в введённых безразмерных величинах, разделив обе части этого уравнения на  $\rho_f^0$ :

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} \left( \varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_{\pi} \right) - \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0^2}{L^2} c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0}{L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{p_0 k_0}{L^2 \mu_0} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{k}_{ij} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0}{L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \end{aligned} \quad (43)$$

Вынесли все масштабные множители. Далее делим обе части уравнения на множитель перед старшей производной (на  $\frac{k_0 p_0}{\mu_0 L^2}$ ), т.е. обезразмериваем уравнение:

$$\begin{aligned} \frac{\mu_0 L^2}{k_0 p_0} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \left( \varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_{\pi} \right) - p_0 c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{k}_{ij} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \end{aligned} \quad (44)$$

Сделаем 3 важных приближения:

1.  $p_0 c_f \ll 1$  (прикинем: сжимаемость воды порядка  $10^{-5} \text{ atm}^{-1} = 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ ; характерные значения давлений на глубинах, равных нескольким километрам, составляют сотни атмосфер; таким образом, произведение порядка  $10^{-3}$ , что много меньше единицы; но такое приближение не работает для газа: для него рассматриваемое произведение порядка единицы); это приближение фактически равносильно приближению  $\rho_f \approx \rho_f^0$ ;
2.  $\tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} \ll 1$  (считаем, что на характерном масштабе задачи по данному направлению проницаемость изменяется незначительно, не больше 10 процентов);
3.  $\frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \ll 1$  (считаем, что отмасштабированный график проницаемости от давления пологий – этот факт подтверждается экспериментально – вязкость слабо зависит от давления)

Тогда уравнение (44) перепишется в следующем виде (убрали слагаемые с пренебрежимо малыми множителями в рамках сделанных приближений и вернулись от безразмерных функций с волной к обычным функциям):

$$\frac{\partial p}{\partial t} \underbrace{(\varphi c_f + c_{\pi})}_{c_t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (45)$$

(заметим, что если есть анизотропия проницаемости, то лапласиана в уравнении не будет). Получаем классическое уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu c_t} \partial_i \partial_j p = 0, \quad (46)$$

где  $c_t$  – это полная сжимаемость.

Замечание. Но есть литература, в которой  $c_t = c_f + \frac{c_n}{\varphi}$ , тогда уравнение пьезопроводности будет выглядеть так:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu \varphi c_t} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (47)$$

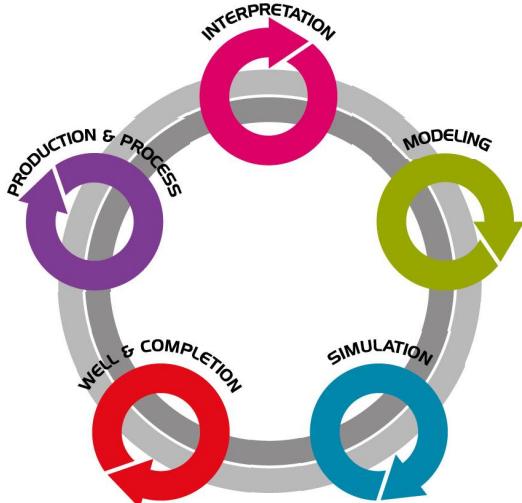
Пусть тензор проницаемости изотропен  $k_{ij} = k_0 \cdot \delta_{ij}$ , тогда:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \delta_{ij} \partial_i \partial_j p = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \Delta p = 0 \quad (48)$$

(получили всем известный вид уравнения пьезопроводности).

## **5 Практика 21.09.2022 (Базыров И.Ш.)**

## 6 Практика 28.09.2022 (Базыров И.Ш.)



### MORE – Modular Oil Reservoir Evaluation

Модульная система гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений

Гидродинамический симулятор MORE



Программный комплекс MORE предназначен для:

- анализа,
- контроля,
- проектирования,
- оптимизации

разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений



## Основные цели модели



- 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
- Оценка влияния методов повышения нефтеотдачи на КИН



## Ограничения модели



1. Необходимо соблюдать баланс между детальностью модели, ее размерами и скоростью счета.
2. 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 проницаемостях и капиллярных силах

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



## Гидродинамический симулятор MORE



### TEMPEST View (Визуализация)

#### TEMPEST MORE

- ★ Модель Black Oil
- ★ Композиционная модель

#### TEMPEST Nextwell

- ¬ Модель призабойной зоны
- ¬ Приток к скважине
- ¬ Модель потока в скважине

#### TEMPEST Venture

- ★ Расчет экономических показателей

#### TEMPEST PVTx

- ¬ PVT таблицы для Black Oil
- ¬ PVT таблицы композиционных моделей

### TEMPEST Base (Базовые функции и модель данных)



7

## Особенности гидродинамического симулятора



- Высокая скорость
- Эффективное использование памяти
- Модели со сложной геометрией
- Быстрый переход между моделями Black Oil и композиционными моделями
- Устойчивость и надежность результатов
- Возможность работы на различных платформах
- Широкие сервисные возможности



8

## Высокая скорость вычислений



Высокая скорость достигнута за счет использования современных алгоритмов.

### Быстрота MORE позволяет:

- оперативно адаптировать результаты гидродинамического моделирования к истории разработки;
- эффективно работать с крупными и гигантскими объектами;
- рассчитывать большее количество вариантов при составлении ТЭО, ТЭС и проектов разработки;
- проводить анализ и минимизацию риска разработки месторождения.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

9

## Широкие сервисные возможности



- Возможность интерполяции структурных карт и карт параметров



x, y &lt;=&gt; i, j

- Совместимые форматы ввода/вывода
- Удобная организация постпроцессора

- Возможность задания положения скважин в географических координатах



- Встроенные математические операции над массивами данных



- Очередь задач для работы во многопользовательском режиме



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

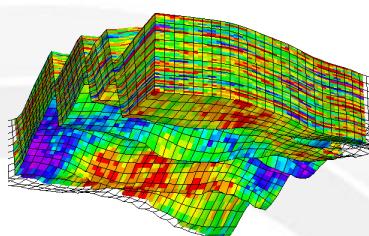


PRODUCTION &amp; PROCESS

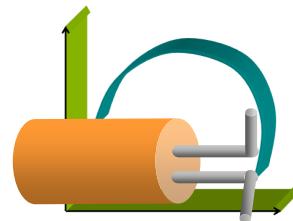
10

## Входные данные для симулятора

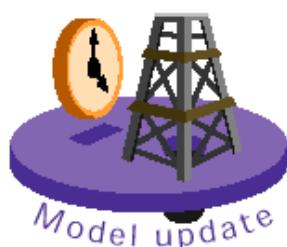
**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



Модель пласта



Описание флюида



Стратегия и история разработки



Кривые относительных фазовых проницаемостей



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

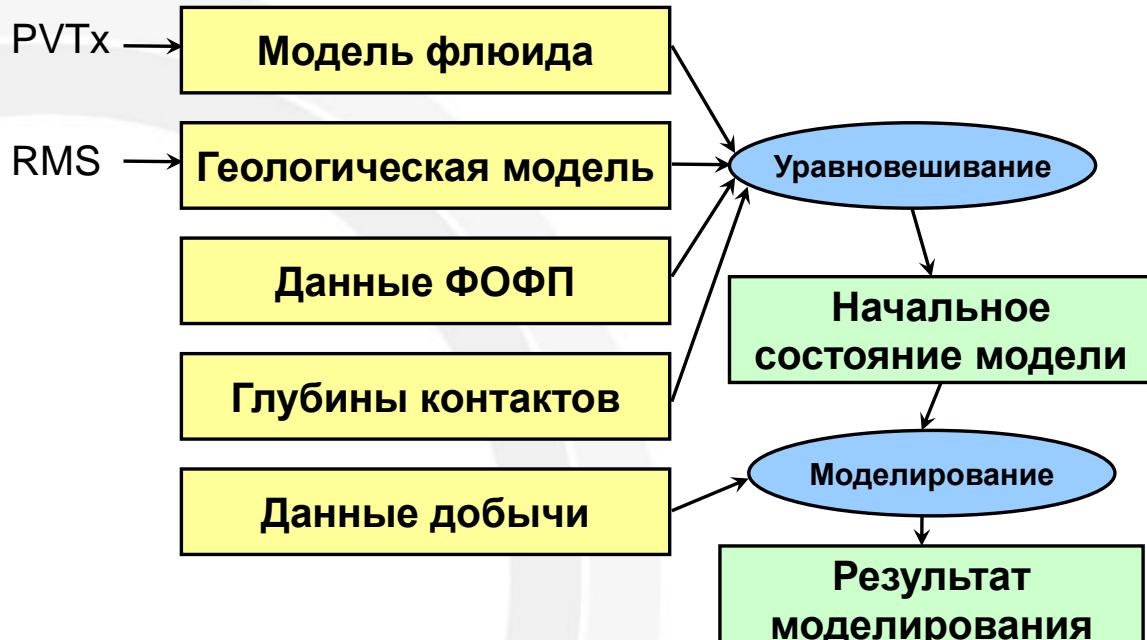


PRODUCTION &amp; PROCESS

11

## Источники входной информации

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



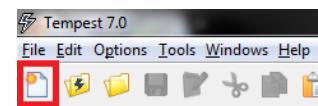
PRODUCTION &amp; PROCESS

12

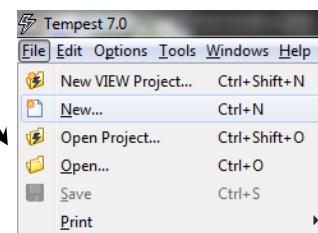
## Упражнение 1. Создание модели



Запустить Tempest 7.0.



Запустить модуль New Simulation Wizard.



Этот модуль позволяет создавать прямоугольные модели, в которых имеется необходимый минимальный набор ключевых слов. Созданную модель можно использовать как шаблон для построения сложных моделей.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



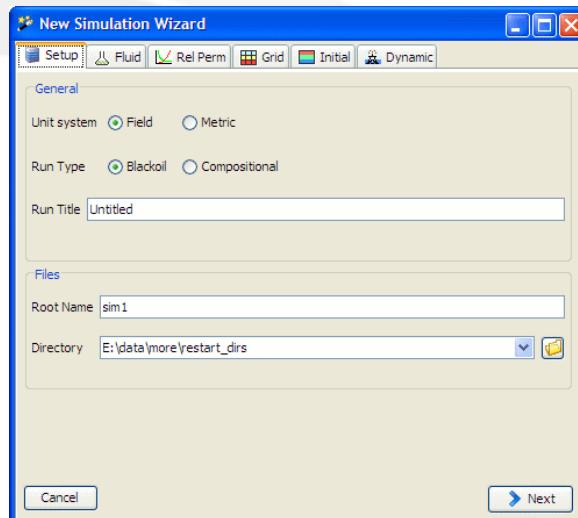
WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

13

## Упражнение 1. Создание модели



**6 вкладок соответствуют 6-и типам данных в Tempest:**

- Основные данные
- Свойства флюидов
- Относительные фазовые проницаемости
- Параметры сетки
- Начальное состояние
- Данные по скважинам



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

14

## Упражнение 1. Создание модели - Setup



### Основные данные

#### Система единиц измерения

General

Unit system:  Field  Metric

Run Type:  Blackoil  Compositional

Run Title: Untitled

Files

Root Name: sim1

Directory: E:\data\more\restart\_dirs

Директория, в которой будет находиться модель



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



15

## Упражнение 1. Создание модели - Fluid



### Свойства флюидов

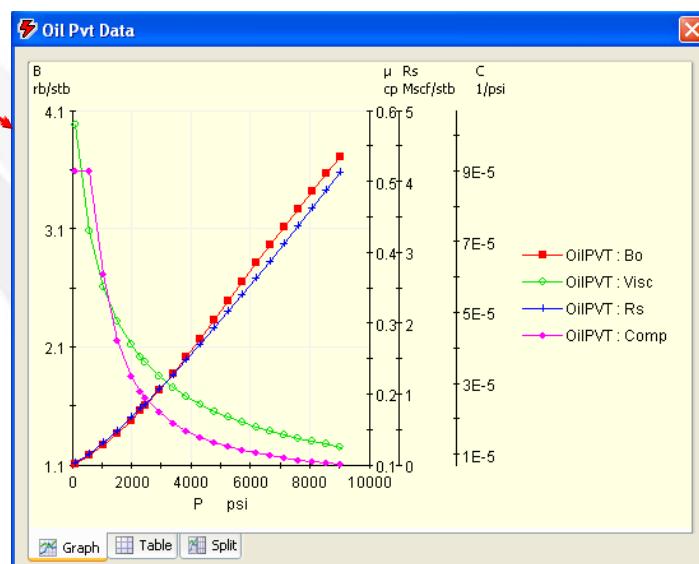
Temperature

Reservoir Temperature: 250.000 F

Phase Properties

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

- Пластовая температура
- Фазы
- Плотности фаз
- Газосодержание



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



16

## Упражнение 1.

### Создание модели - Rel Perm



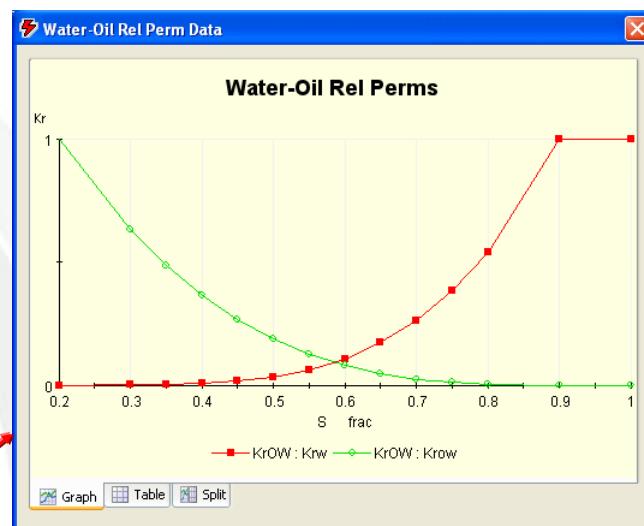
#### Относительные фазовые проницаемости

Критические и остаточные насыщенности. Связанная насыщенность берется равной критической.

$Sg_{cr} \leq 1 - S_{org} - Sw_{cr}$

- Krw(Sorw)
- Krow(Swcr)
- Krg(Sorg)
- Krog(Sg=0)
- Krw(Sgrw)
- Krgw(Swcr)

Saturation EndPoints		RelPerm EndPoints	
Swcr	0.20000	Krw(Sorw)	1.00000
Sgcr	0.00000	Krow(Swcr)	1.00000
Sorw	0.10000	Krg(Sorg)	1.00000
Sorg	0.00000		
Corey Exponents			
Oil-Water Exp	3.00000	View Curves	
Oil-Gas Exp	3.00000		
Water Exp	4.00000		
Gas Exp	3.00000		



SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

17

## Упражнение 1.

### Создание модели - Grid



#### Параметры сетки

Radial	<input type="checkbox"/>	Inner Radius	0.50000 ft
X Dip Angle	0.00000 deg	Y Dip Angle	0.00000 deg
Dimensions (nX,nY,nZ)	10	10	5
Grid Size (x,y,z)	10000.0000	10000.0000	1000.0000 ft
Origin (x,y,z)	0.0000	0.0000	5000.0000 ft
<input type="button" value="View"/>			

#### Геометрия сетки

Rock Compressibility	3.00000e-06 1/psi
Reference Pressure	14.7000 psi
X - Permeability	100.000 mD
Y - Permeability	100.000 mD
Z - Permeability	50.0000 mD
Porosity	0.10000

#### Свойства пласта



18

## Упражнение 1. Создание модели - Initial



### Начальное состояние

Глубина и давление

Газонефтяной контакт

Водонефтяной контакт

Contacts			
Ref Depth	5000.00 ft	Ref Press	2307.43 psi
GOC Depth	5000.00 ft	Pc(GOC)	0.00000 psi
WOC Depth	6000.00 ft	Pc(WOC)	0.00000 psi

Капиллярные  
давления влияют на  
величину  
переходной зоны

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

19

## Упражнение 1. Создание модели - Dynamic



### Данные по скважинам

Начало и окончание расчета

Well Options	
Well Configuration	Producer-Injector
Well Inner Radius	0.50000 ft
Dates	
Start Date	01/Jan/2000
End Date	01/Jan/2001

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

20

**Tempest VIEW**  
**Запуск программы**



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

**Синтаксис:**

mored <имя входного файла> <имя выходного файла>

C:\USERS\ mored uppg1



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



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



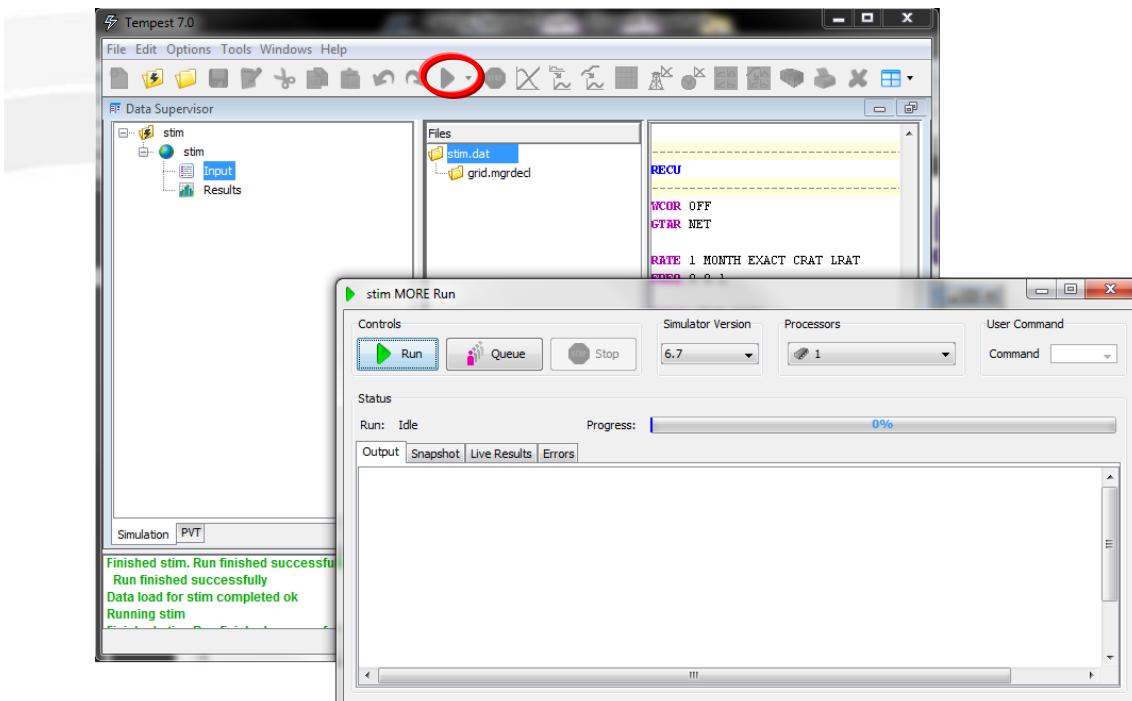
WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

21

**Tempest VIEW**  
**Запуск программы**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

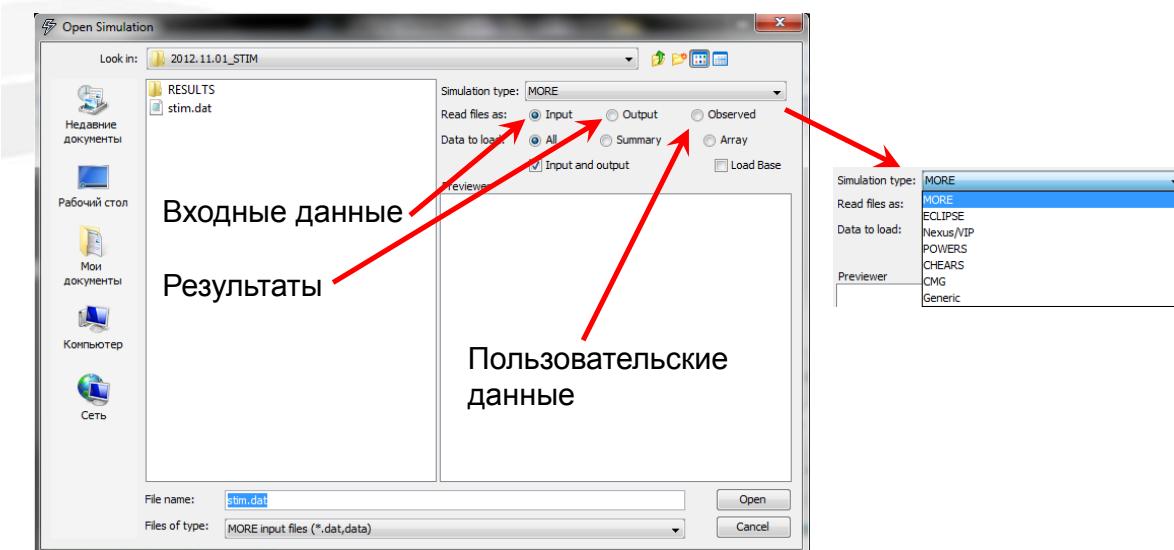


PRODUCTION &amp; PROCESS

22

## Tempest VIEW Загрузка данных

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

23

## Tempest VIEW Окно Data Supervisor

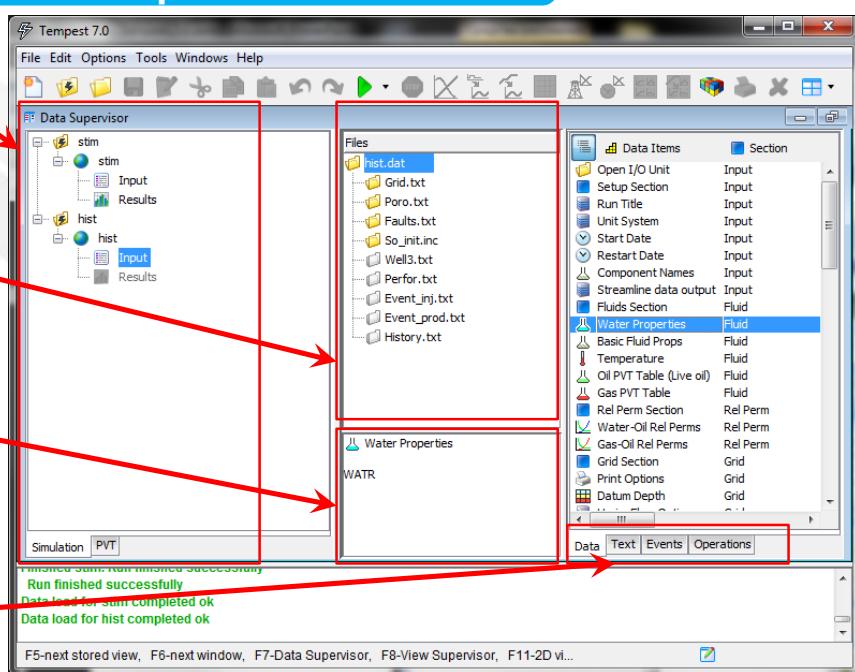
**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Дерево проектов

Дерево данных  
(структура входного файла)

Краткая информация  
о выделенных данных

- Список данных
- Текстовое окно
- Редактор событий
- Операции по скважинам



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

24

**Tempest VIEW**

### Список данных и текстовое окно

**Фильтр данных**    **Фильтр данных**

**по секции**    **по типу**

	Section	Type	Owner
Setup Section	Input	Simulation	
Run Title	Input	Simulation	
Unit System	Input	Simulation	
<b>Start Date</b>	<b>Input</b>	<b>Simulation</b>	
Restart Date	Input	Simulation	
Include file	Input	Simulation	
Component Names	Input	Fluid	
Fluids Section	Fluid	Simulation	
Water Properties	Fluid	Fluid	
Basic Fluid Props	Fluid	Fluid	
Temperature	Fluid	Fluid	
Oil PVT Table (Live...)	Fluid	Fluid	
Gas PVT Table	Fluid	Fluid	
Rel Perm Section	Rel Perm	Simulation	
Include file	Rel Perm	Simulation	
Water-Oil Rel Perms	Rel Perm	Rel Perm	
Gas-Oil Rel Perms	Rel Perm	Rel Perm	
Grid Section	Grid	Simulation	

**Данным соответствуют ключевые слова в текстовом файле.**  
**Данные на графике и в таблице можно редактировать.**

**Контекстное меню**

INTERPRETATION    MODELING    SIMULATION    WELL & COMPLETION    PRODUCTION & PROCESS

25



## Формат ввода данных



3 типа строк:

Ключевые слова

**Первичные**

**Вторичные** (подключевые слова)

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

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

Ключевые слова – **4 символа**

Имена сепараторов, групп и скважин – **максимум 16 символов**

**Данные**  
 Массивы  
 Таблицы

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



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

27



## Глобальные ключевые слова

**Ключевые слова, используемые в каждой секции входного файла данных**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Гидродинамический симулятор MORE Глобальные ключевые слова



**OPEN { INPU ALL ECLI IRST} { FORM UNFO UNIX PC}**

OPEN используется в MORE для нескольких целей:

1. Чтобы сделать рестарт из модели с другим названием.

<b>Пример:</b>
OPEN IRST 'base1'

2. Чтобы поместить все выходные файлы в директорию отличную от используемой по умолчанию.

<b>Пример:</b>
OPEN ALL 'run13'

<b>Пример:</b>
OPEN ALL 'rst/run12'



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

29

## Гидродинамический симулятор MORE Глобальные ключевые слова



**OPEN { INPU ALL ECLI IRST} { FORM UNFO UNIX PC}**

OPEN используется в MORE для нескольких целей:

3. Чтобы задавать параметры вывода выходных файлов формата Eclipse.

Файлы в формате ECLIPSE создаются, если во входном файле используется одно из данных ключевых слов EGRID, ESOL или ESUM. Для комбинации OPEN ECLIPSE используются следующие опции.

**UNFO** - Создаёт бинарные файлы (По умолчанию)

**FORM** - Создаёт форматированные (текстовые) файлы

**PC** - Создаёт бинарные файлы формата PC

**UNIX** - Создаёт бинарные файлы формата UNIX

<b>Пример:</b>
OPEN ECLI UNFO



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

30

## Гидродинамический симулятор MORE Глобальные ключевые слова



**OPEN { INPU ALL ECLI IRST} { FORM UNFO UNIX PC}**

**OPEN** используется в MORE для нескольких целей:

### 4. Чтобы переключить ввод данных на другой файл

**SWITCH** – Переключатель между стандартным и альтернативным модулями ввода/вывода

#### Пример:

```
OPEN INPU
'wellhist.rates'
SWITCH
```

**INCLUDE** - Подключение вспомогательных файлов

#### Пример:

```
INCLUDE
'wellhist.rates'
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

31

## Гидродинамический симулятор MORE Глобальные ключевые слова



**Задание выдачи в выходном файле входного  
ECHO OFF ON**

#### Пример:

```
ECHO ON
CNAM CO2 N2 C1 C2 C3 C4-6 C7P1 C7P2 C7P3 WATR /
ECHO OFF
```

В out файле при включенной опции ECHO Вы увидите следующее:

*При считывании данных из основного входного файла (.dat):*  
Echo 30:WETT LINE

*При считывании данных из альтернативного файла (прикрепленного с помощью OPEN и SWITCH):*  
Echo alt 8:OPVT

*При считывании данных из подключаемого файла (прикрепленного с помощью INCLUDE):*  
Echo inc 10:GPVT



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

32

## Гидродинамический симулятор MORE Глобальные ключевые слова



Задать часть входного файла в качестве комментария

**SKIP**

**ENDS**

### Пример:

```

SKIP
EFORM 'DD/MMM/YYYY' MDL MDU DIAM MULT SKIN
ETAB
ALL
01/Jan/2005 END
01/Jan/2000 PROD
01/Jan/2000 LPT 100 BHPT 50
ENDE
ENDSKIP

```

Данные, введенные  
между ключевыми  
словами  
**SKIP** и **ENDS** будут  
пренебреганы



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

33



## Секция INPU

Общая информация о модели



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

## Секция INPU

**INPU – Заголовок секции INPU****TITL – Заголовок модели**

<b>Пример:</b>
<b>TITL</b> AV1-3 POKACHEVSKOE, ACTUAL 07/2010

**PRIN – Вывод данных в out-файл****PRIN {NONE ALL}**

NONE – Данные секции INPU в out-файл  
выведены не будут

ALL – Данные секции INPU будут  
выведены в out-файл (по умолчанию)



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

35

## Секция INPU

**UNIT – Задание системы единиц измерения****UNIT {METR POFU}**

METR – метрическая система единиц измерения

POFU – американская система единиц измерения.

**IDAT – Дата начала моделирования****IDAT** iday month iyear или **IDAT** month iday iyear**SDAT – Дата запуска модели (рестарт)****SDAT** value {DAYS MONT YEAR DATE}

<b>Пример:</b>
<b>IDAT</b> 01 Jan 1985
<b>SDAT</b> 01 Jan 2012

<b>IDAT</b> 01 Jan 1985
<b>SDAT</b> 01 Jan 2012



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

36

## Секция INPU



**IMPL** – Выбор численной схемы счета

**IMPL** {FULL ADAP IMPE}

FULL – полностью неявная схема (IMPLICIT)

ADAP – в зависимости от устойчивости решения отдельные ячейки автоматически переключаются между IMPES и IMPLICIT

IMPE – неявная по давлению, явная по насыщенности (IMPE).

**ADAP** – альтернатива **IMPL**

**ADAP** {FULL NONE}

FULL – полностью неявная схема

NONE – схема IMPES



## Секция INPU



**CNAM** – Название фаз в модели

**CNAM** OIL GAS SOLVENT STEAM WATR

Пример:

**CNAM** OIL GAS WATR

В модели присутствуют три фазы (нефть, газ, вода)

Опция для расчета плотности на забое:

**WDOP** {SATU MSAT}



## Секция INPU



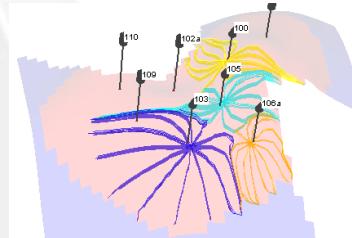
**Проверка правильности синтаксиса входного файла  
DIRE {NOGO GO}**

NOGO – программа считывает файлы,  
но не запускает на расчет  
GO – программа считывает файлы  
и запускает на расчет

Пример:

DIRE NOGO

**Расчет линий тока  
STRE FORM**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

39

## Секция INPU



**Задание выдачи ошибок для контроля в выходном файле  
ERRO NERR {FATA NONF} {NONE ERRO ALL} {NOAL ALTE}**

NERR - Максимальное число ошибок до завершения работы программы.  
По умолчанию 0.

**FATAI** - Не пытаться выполнять временные шаги, если встречена какая-либо ошибка.

NONF - Продолжать выполнение временных шагов даже при наличии ошибок.

NONE - Не выдавать предупреждения и сообщения об ошибках.

ERRO - Выдавать только ошибки в выходной файл (\*out).

**ALL** - Выдавать все ошибки и предупреждения в выходной файл (\*out).

NOAL - Сообщения будут выдаваться только в выходной файл.

**ALTE** - Сообщения выдаются и в стандартном и в альтернативном выходном файле.

Использование максимального числа ошибок или опции NONF для избегания завершения программы из-за появления ошибки не рекомендуется.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

40

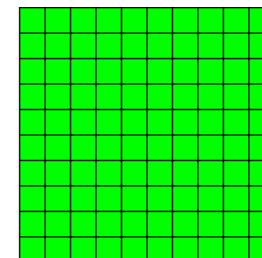
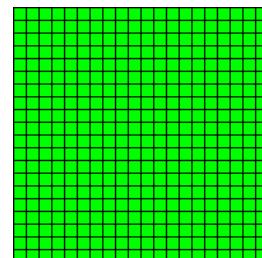
**Секция INPU**

**Равномерное укрупнение сетки по всем осям:**

**COAR Fx Fy Fz {OUTPut}**

OUTP – опция. В визуализаторе выводятся  
укрупненные ячейки

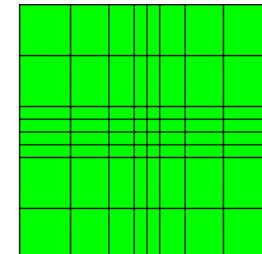
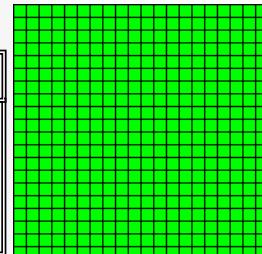
<b>Пример:</b>
<b>COAR 2 2 2 OUTP</b>



**Неравномерное укрупнение сетки:**

**CXGR, CYGR, CZGR**

<b>Пример:</b>
<b>CXGR 8 OUTP</b> 4 3 2 1 1 2 3 4 / <b>CYGR 8 OUTP</b> 2*4 4*1 2*4 /



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

41

**Секция INPU**

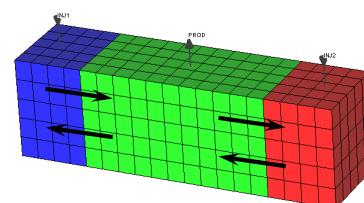
**Опция задания потока на границе:**

**Запись перетоков флюида на границах секторов:**

**FLXW [FORM]**

**Считывание записанных перетоков:**

**FLXR filename [FORM]**



FORM – опция. Задает запись файла перетоков в формате ASCII. По умолчанию данные будут записываться в бинарный Roff файл.

Подробное описание опции задания потока на границе см. в презентации FLUX\_option в папке Presentations.

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

42

## Секция INPU



## Пример секции INPUT

```

OPEN ALL
'RESULTS/res'
-----
INPUT
-----
TITL Untitled
UNIT METR
IDAT    01 Jan 2000
SDAT    01 Jan 2000
STRE
WDOP MSAT
CNAM    OIL    WATR

```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

43

## Упражнение 2.

### Общая информация о модели



Это и последующие упражнения будут посвящены созданию модели по шагам. Создайте новую директорию, например, Учебная модель, и работайте в ней. В качестве шаблона необходимо взять модель, созданную в 1ом упражнении.

1. Задайте выдачу выходных файлов в директорию Results.
2. Дату начала моделирования установите 01.01.2000.
3. В модели присутствуют нефть, газ и вода.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

44



## Секция FLUI

Свойства флюидов, присутствующих в модели



### Секция FLUI



**FLUI BLAC**

ИЛИ

**FLUI EOS**

**FLUI** – заголовок секции.  
Располагается после секции **INPU**

В секции **FLUI** описываются свойства компонентов, описанных ключевым словом **CNAM** в секции **INPU**.

В модели BLACK OIL могут использоваться следующие фазы:  
**OIL GAS WATER SOLVENT STEAM**



## Секция FLUI



**Вывод данных в out-файл:**

**PRIN {NONE ALL BASI}**

**NONE** - данные секции **FLUI** не будут выведены

**ALL** - все данные секции **FLUI** будут выведены

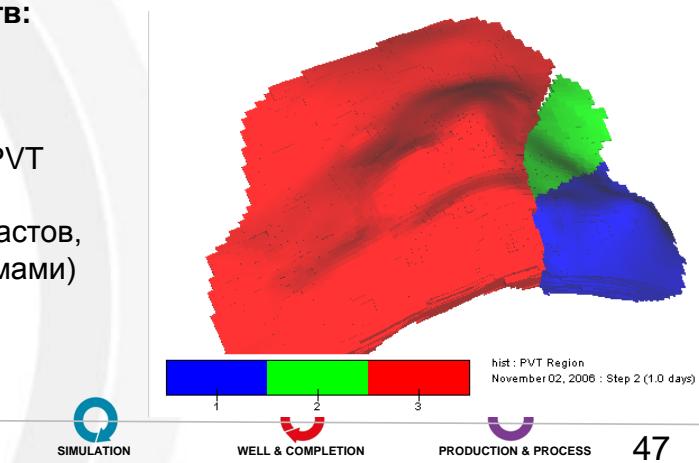
**BASI** - только основные данные секции **FLUI** будут выведены

**Выделение регионов PVT-свойств:**

**PVTN**

**Задаются в секции GRID!!!**

Вводятся для задания различных PVT свойств в различных регионах месторождения (для различных пластов, частей залежи разделенных разломами)



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

47

## Секция FLUI



### Источники исходных данных:

**Результаты лабораторных исследований:**

- глубинных и поверхностных проб нефти;
- проб газа, воды и конденсата;

**Источником служат:**

- раздел «Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды» в проектном документе на разработку залежи;
- раздел «Физико-химические свойства, состав нефти и газа» в подсчете запасов;
- непосредственно отчеты о результатах исследований.

В гидродинамической модели используются исходные данные принятые контролирующими органами или предлагаемые к принятию.

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

48



## Общие сведения о свойствах флюида



### Секция FLUI



#### Свойства нефти. Газосодержание.

Газосодержание - отношение объема газа, растворенного в нефти, в стандартных условиях к объему нефти в стандартных условиях.



$$R_S = \frac{V_{\text{растргаза(ст.у.)}}}{V_{\text{нефти(ст.у.)}}}$$

Давление насыщения – давление начала выделения газа из нефти.

#### Замечания:

- Выделившийся газ в пласте крайне медленно обратно растворяется в нефти при повышении пластового давления;
- Давление насыщения равно давлению на ГНК при наличии газовой шапки.



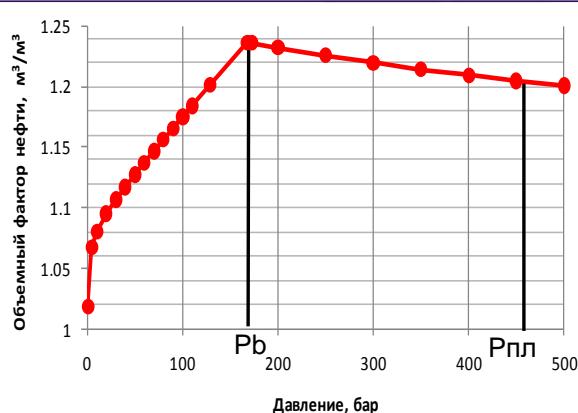
## Секция FLUI


  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Свойства нефти. Объемный коэффициент.

Объемный коэффициент нефти – отношение объема нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти в стандартных условиях.

Зависимость объемного фактора нефти от давления



$$B_o = \frac{V_{\text{нефти(пл.у.)}}}{V_{\text{дегаз.нефти(ст.у.)}}}$$

Сжимаемость нефти – изменение объема нефти от изменения давления в изотермических условиях.

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad \text{или} \quad c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP}$$

## Замечания:

Сжимаемость определяет угол наклона прямого участка зависимости  $B_o$  от давления при значениях выше давления насыщения.



51

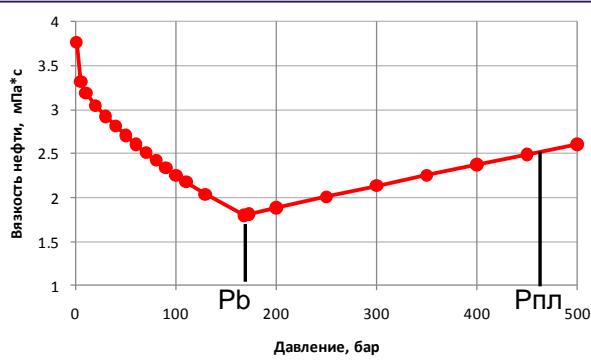
## Секция FLUI


  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

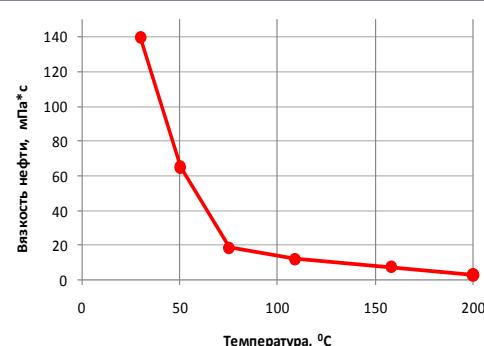
## Свойства нефти. Вязкость.

Вязкость – свойство жидкостей и газов сопротивляться взаимному перемещению частиц при движении.

Зависимость вязкости нефти от давления



Зависимость вязкости нефти от температуры



Градиент вязкости – определяет угол наклона прямого участка зависимости  $\mu$  от давления при значениях выше давления насыщения при постоянной температуре.

$$d\mu_o = -\frac{1}{\mu_o} \frac{d\mu_o}{dP}$$



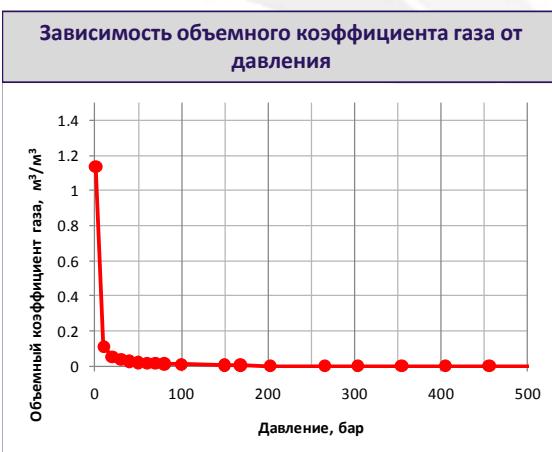
52

## Секция FLUI



## Свойства газа. Объемный коэффициент.

Объемный коэффициент газа ( $B_g$ ) – отношение объема газа в пластовых условиях к объему газа в стандартных условиях



$$B_g = \frac{V_{\text{газа(пл.у.)}}}{V_{\text{газа(ст.у.)}}}$$

Изменение объема газа происходит из-за сжатия газа в результате увеличения давления и расширения в результате увеличения температуры.

Для идеального газа:  $B_g \sim \frac{T}{P}$



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

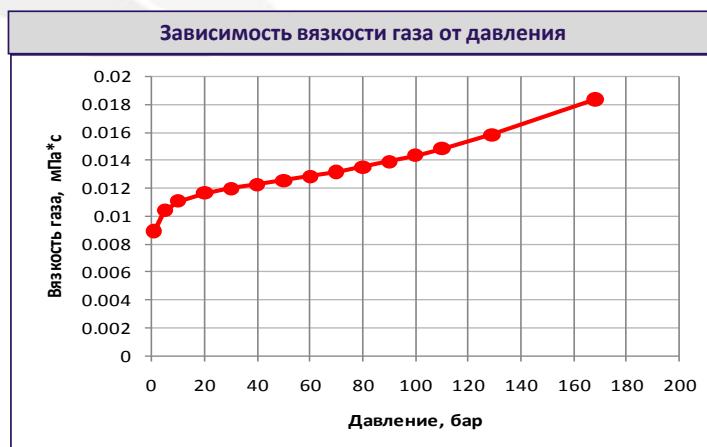
53

## Секция FLUI



## Свойства газа. Вязкость.

Вязкость – свойство жидкостей и газов сопротивляться взаимному перемещению частиц при движении.



Величина вязкости зависит от компонентного состава газа и термобарических условий пласта.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

54

## Секция FLUI



Свойства газа. Конденсатосодержание.

Конденсатосодержание – отношение объема конденсата, растворенного в газе, к объему газа в стандартных условиях.



Количество добываемого конденсата зависит от используемого на поверхности сепаратора.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

55

## Секция FLUI

### Ключевые слова



#### Основы модели Black Oil

<b>CNAM</b>	OIL	GAS	WATR
<b>FLUID</b>	BLACKOIL		
<b>WATR</b>	<...>		
<b>BASIC</b>	<...>		
<b>TEMP</b>	<...>		
<b>OPVT</b>	При трехфазном моделировании необходимо использовать дополнительный набор ОФП в системе газ-нефть		
<b>GPVT</b>			Двухфазное моделирование применимо если: 1. Давление при разработке не опускалось ниже давления насыщения, т.е. нефть оставалась в недонасыщенном состоянии. или 2. Газосодержание не превышает 10 м3/т.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

56

## Секция FLUI Свойства воды



Независимо от количества компонентов в модели свойства воды задаются одинаково во всех случаях, двумя словами на выбор **WATR** или **PVTW** (желательно в связке с **DENSITY**) .

### **WATR**

*denwsc denwref comprsw pref viscw dviscwdP /*

Свойства задаются одной строкой, максимально можно задать 6 аргументов.

*denwsc* плотность воды в стандартных условиях

*denwref* плотность воды при пластовой температуре и давлении

*comprsw* сжимаемость воды

*pref* приведенное давление

*viscw* вязкость воды

*dviscwdP* производная давления по вязкости воды (только с версии 6.4)

### Пример:

#### **WATR**

1100.04	1039.98	4.2e-0.5	300	0.35	/
---------	---------	----------	-----	------	---



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

57

## Секция FLUI Свойства воды



### **PVTW**

*Pref Bwref comprw viscw dviscwdP*

*Pref* приведенное давление

*Bwref* объемные коэффициент воды при приведенном давлении

*comprw* сжимаемость воды

*viscw* вязкость воды

*dviscwdP* производная давления по вязкости воды (только с версии 6.4)

### Пример:

#### **PVTW**

300	1.3e-06	4.2e-0.5	0.35	/
-----	---------	----------	------	---



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

58

## Секция FLUI

### Задание плотности



Плотность углеводородов можно задать словами **BASI**, **SDEN** и **DENSITY**

#### **BASlC**

*denosc oilmw gmwgr*

881 кг/м<sup>3</sup> 200 0.8 - по умолчанию в метрической системе

*denosc* плотность нефти в поверхностных условиях

*oilmw* молекулярный вес нефти

*gmwgr* молекулярный вес газа или плотность газа

#### Пример:

**BASI**

800 188.81 0.9 /

#### **SDEN**

*sdeno sdeng*

881 kg/m<sup>3</sup> 0.8446kg/m<sup>3</sup> - по умолчанию в метрической системе

*sdeno* плотность нефти в поверхностных условиях.

*sdeng* плотность газа в поверхностных условиях.

#### Пример:

**BASI**

800 0.9 /



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

59

## Секция FLUI

### Задание плотности и температуры



Плотность углеводородов можно задать словами **BASI**, **SDEN** и **DENSITY**

#### **DENSITY**

*denosc denwsc dengsc*

888.1 kg/m<sup>3</sup> 1000 kg/m<sup>3</sup> 0.8446 kg/m<sup>3</sup> - по умолчанию в метрической системе

*denosc* плотность нефти в поверхностных условиях

*denwsc* плотность воды в поверхностных условиях

*dengsc* плотность газа в поверхностных условиях

#### Пример:

**DENSITY**

1100 0.85 /

#### **TEMP temp**

100°C - по умолчанию в метрической системе

#### Пример:

**TEMP** 90 /



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION

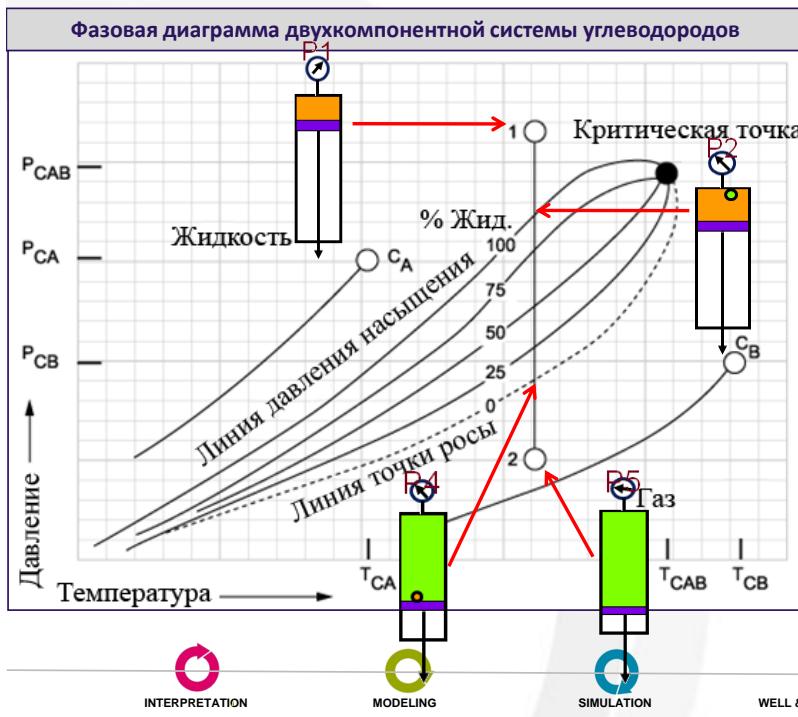


PRODUCTION & PROCESS

60

## Секция FLUI

### Фазовая диаграмма



Давление насыщения – давление, при котором из нефти появляются первые пузырьки газа.

Давление «точки росы» – давление, при котором из газа начинают конденсироваться первые капельки нефти.

61

## Секция FLUI

### Задание PVT свойств нефти

**OPVT**

$P_o$ bar	$B_o$ $m^3/m^3$	$\text{visco}$ cp	$R_s$ $1000m^3/m^3$	$\text{comprso}$ 1/bar	$d\text{visc}$ 1/bar
$P_o$	давление насыщения.				
$B_o$	объемный коэффициент нефти.				
$\text{Visco}$	вязкость нефти.				
$R_s$	газосодержание, $R_s$ .				
$\text{Comp}$	сжимаемость нефти, $-1/B_o(dB_o/dp)$ .				
$\text{Dvisc}$	нормализованный градиент вязкости, $1/\mu_o (d\mu_o/dp)$ .				



62

## Секция FLUI

### Способы задания PVT свойств нефти



<u>Пример:</u>							
<b>OPVT</b>							
40.2	1.17	0.43	0.027	3.50e-04	1.9e-03	/	
104.7	1.36	0.30	0.086	3.07e-04	1.8e-03	/	
137.0	1.47	0.27	0.119	2.73e-04	1.7e-03	/	
159.0	1.55	0.25	0.142	2.46e-04	1.6e-03	/	
169.3	1.59	0.24	0.153	2.23e-04	1.5e-03	/	
201.6	1.72	0.22	0.189	2.04e-04	1.4e-03	/	
233.9	1.86	0.20	0.226	1.98e-04	1.3e-03	/	
266.2	2.01	0.19	0.265	1.89e-04	1.2e-03	/	
/							

В этом примере сжимаемость нефти и нормализованный градиент вязкости заданы в каждой строчке. Для каждого значения давления насыщения имеется свое значение сжимаемости и градиента вязкости. Этот вариант наиболее предпочтителен.



63

## Секция FLUI

### Способы задания PVT свойств нефти



<u>Пример:</u>							
<b>OPVT</b>							
40.2	1.17	0.43	0.027	/			
104.7	1.36	0.30	0.086	/			
137.0	1.47	0.27	0.119	/			
159.0	1.55	0.25	0.142	/			
169.3	1.59	0.24	0.153	/			
201.6	1.72	0.22	0.189	/			
233.9	1.86	0.20	0.226	1.98e-04	1.3e-03	/	
266.2	2.01	0.19	0.265	/			

В этом примере сжимаемость нефти и нормализованный градиент вязкости заданы только для одного давления насыщения. Градиенты, заданные при этом давлении, используются для расчёта Вo и μo для недонасыщенной нефти при всех остальных давлениях насыщения (газовых факторах).



64

## Секция FLUI

### Способы задания PVT свойств нефти



#### Пример:

##### OPVT

40.2	1.17	0.43	0.027	/
104.7	1.36	0.30	0.086	/
137.0	1.47	0.27	0.119	/
159.0	1.55	0.25	0.142	/
169.3	1.59	0.24	0.153	/
201.6	1.72	0.22	0.189	/
233.9	1.86	0.20	0.226	/
266.2	1.84	0.20	0.226	/
/				

В этом примере сжимаемость нефти и нормализованный градиент вязкости не заданы. Последние 2 строки описывают недонасыщенную нефть. В них одинаковое газосодержание. Сжимаемость и градиент вязкости будут рассчитаны исходя из последних двух строк, и использованы для всех остальных строк. Такой способ задания нежелателен.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

65

## Секция FLUI

### Способы задания PVT свойств нефти



#### Пример:

##### OPVT

70	1.1841	0.9	0.05796	1.097E-04	1.3E-03	/
/						

Если при эксплуатации залежи пластовое давление гарантировано не опускалось ниже давления насыщения, то возможно задать PVT таблицу для нефти одной строкой, описывающей свойства флюида при давлении выше давления насыщения. При этом свойства задаются при давлении насыщения.

#### PVT свойства:

Может быть задано несколько PVT регионов

Каждая строка определяет состояние нефти при указанном давлении насыщения  
Давление, объемный коэффициент, газосодержание (тыс. м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), сжимаемость  
возрастают, вязкость – убывает.

Для разных давлений насыщения можно задавать разные сжимаемости и градиенты вязкости.

Таблица составляется на основе результатов лабораторных PVT исследований пластового флюида или на основе расчета по компонентному составу в модуле PVTx.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

66

## Секция FLUI

### Задание PVT-свойств нефти



#### Пример:

```
OPVT / Po(bar!) Bo Visco Rs(ksm3/sm3) Compro(1/bar!) dvisc
      99     1.1841   0.9    0.05796   1.097E-04     0 /
```

В проектном документе на разработку месторождения, а так же в подсчете запасов исходные данные содержатся в таблице «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».

Значения градиента вязкости можно найти в отчетах о лабораторном исследовании глубинных проб пластового флюида. В случае отсутствия достоверных данных используют допущение, что вязкость при давлении выше давления насыщения – константа, т.е. градиент вязкости равен 0.

Параметр	Эксплуатационные объекты, подсчетные объекты
Плотность нефти в ст. усл., т/м <sup>3</sup>	...
Пластовое давление, МПа	0.828
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	22.3
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	0.9
Давление насыщения нефти газом, МПа	1.168
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	9.9
Сжимаемость, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	70
нефти	10.97
	...

$$B_o = \frac{B_{oi}}{1 - c_o(P_i - P_b)}$$

Согласно определению  
сжимаемости

$$R_s = \frac{(Газовый\ faktor * Плотность\ нефти\ в\ стандартных\ условиях) * 0.001}{...}$$



67

## Секция FLUI

### Задание PVT свойств газа



#### GPVT

Pg	Bg	viscg	Rv
bar	m <sup>3</sup> /1000m <sup>3</sup>	cp	m <sup>3</sup> /1000m <sup>3</sup>
Pg	давление.		
Bg	объемный коэффициент газа.		
Visco	вязкость газа.		
Rv	конденсатосодержание, Rv.		

- При наличии конденсата задается конденсатосодержание Rv (м<sup>3</sup>/тыс. м<sup>3</sup>), при этом в секции **INIT** должно быть задано ключевое слово **RvvD**.
- Давление и вязкость возрастают, объемный коэффициент уменьшается.
- Количество PVT таблиц нефти, газа и воды соответствует количеству регионов **PVTN**.
- Таблица **GPVT** составляется на основе результатов лабораторных PVT исследований пластового флюида или на основе расчета по компонентному составу в модуле PVTx.
- Таблица GPVT должна быть обязательно определена при трехфазном моделировании.**



68

Секция FLUI  
Задание PVT свойств газа



## Пример:

GPVT

10.0	113.466	0.01157	/
50.0	21.386	0.01277	/
100.0	10.127	0.01438	/
130.0	7.644	0.01578	/
163.3	6.037	0.01773	/
170.0	5.801	0.01815	/
190.0	5.191	0.01942	/
270.0	3.653	0.02450	/



69

## Секция FLUI



## Ограничение на изменение давления насыщения с течением времени в модели Black Oil

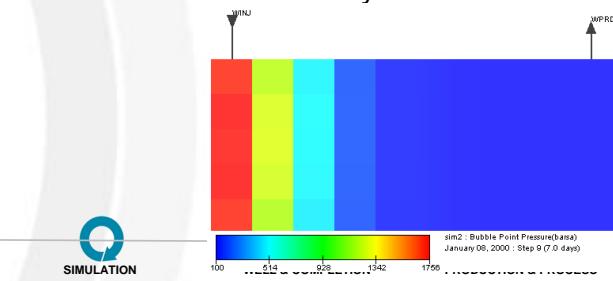
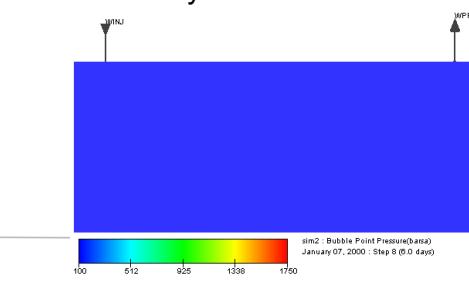
DPBDT

0 / давление насыщения при закачке газа возрастать не будет

Устанавливает ограничение по времени для растворения газа в нефти при повышении пластового давления. Если DPBDT равно 0, закаченный газ растворяться в нефти не будет.

DPBDT

1 / означает, что за 1 день давление насыщения изменится не более чем на 1 Бар.



70

## Секция FLUI

### Определение трассера



**Зависимость вязкости от градиента давления**

**TRAC** name componentname /

name название трассера

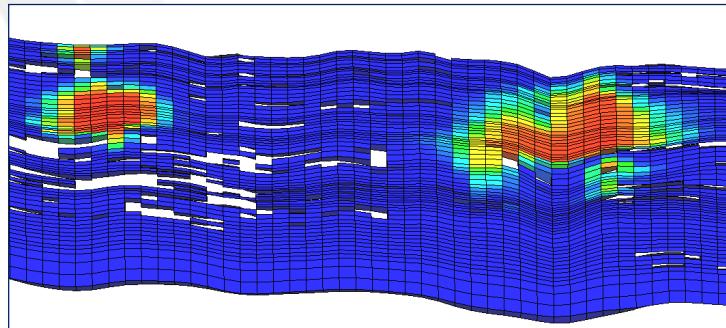
componentname название компонента, переносящего трассер

Название компонента переносящего трассер должно быть указано в CNAME в секции INPUT.

**Пример:**

**TRAC** TRC1 WATR /

Также в секции RECU нужно прописать какая скважина закачивает трассер и при каких концентрациях ключевым словом **WTRC** или событием **TRAC**.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



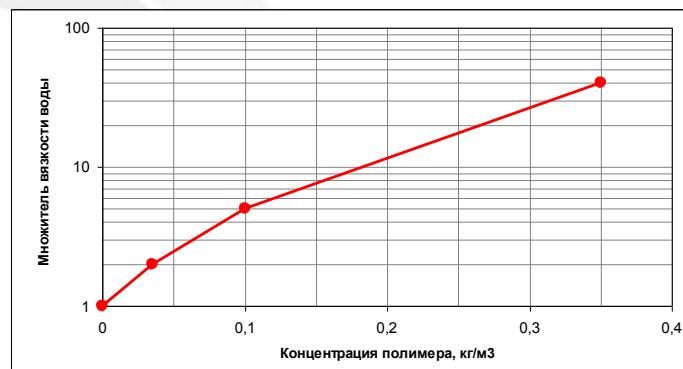
PRODUCTION &amp; PROCESS

71

## Секция FLUI



При разработке месторождений высоковязких нефей с целью выравнивания фронта нагнетания и во избежание резкого прорыва нагнетаемой воды к добывающим скважинам применяют специальные присадки для закачиваемой воды, которые в зависимости от концентрации повышают ее вязкость.



Опции по закачке трассера и полимера будут рассмотрены в дальнейшем.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

72

## Секция FLUI



## Пример секции FLUID (2 фазы)

```

CNAM OIL WATR
-----
FLUID BLACKOIL
-----
--* densSTP(kg/m3)  densRef(kg/m3)  comp(1/bar)  pRef(barsa)  visc(cp)
WATR
    1100.04      1039.98  4.22492e-05      1.01353   0.35032   /
--* Surf.Oil.Dens(kg/m3), Oil Mw, Gas gravity/Mw
BASIC
    800.026      188.812      0.90000
TEMP 121.111
--*P(barsa)  Bo(rm3/sm3)  Visc(cp)  Rs(ksm3/sm3)  Comp(1/bar)  dVisc(1/bar)
OPVT
    275.790      1.09754     0.62807      0.00000  1.24703e-04      0.00000   /
/

```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

73

## Секция FLUI



## Пример секции FLUID (3 фазы)

```

CNAM OIL GAS WATR
-----
FLUID BLACKOIL
-----
--* densSTP(kg/m3)  densRef(kg/m3)  comp(1/bar)  pRef(barsa)  visc(cp)
WATR
    1100.04      1039.98  4.22492e-05      1.01353   0.35032   /
--* Surf.Oil.Dens(kg/m3), Oil Mw, Gas gravity/Mw
BASIC
    800.026      188.812      0.90000
TEMP 121.111
--*P(barsa)  Bo(rm3/sm3)  Visc(cp)  Rs(ksm3/sm3)  Comp(1/bar)  dVisc(1/bar)
OPVT
    10.0000     1.06118    1.14000      0.00580   0.000154   0.00000   /
    50.0000     1.19030    0.78000      0.04540   0.000201   0.00000   /
    100.000     1.31360    0.58000      0.08820   0.000236   0.00000   /
    150.000     1.43110    0.45000      0.13140   0.000264   0.00000   /
    171.900     1.48510    0.40000      0.15170   0.000275   0.00000   /
    200.000     1.55430    0.37000      0.17650   0.000290   0.00000   /
    250.000     1.67740    0.33000      0.22060   0.000315   0.00000   /
    300.000     1.80060    0.30000      0.26470   0.000340   0.00000   /
    350.000     1.90560    0.28000      0.30000   0.000365   0.00000   /
    400.000     1.98900    0.27000      0.33000   0.000391   0.00000   /
/
--*P(barsa)  Bg(rm3/ksm3)  Visc(cp)
GPVT
    10.0000     120.585    0.01190   /
    50.0000     22.4216    0.01321   /

```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION

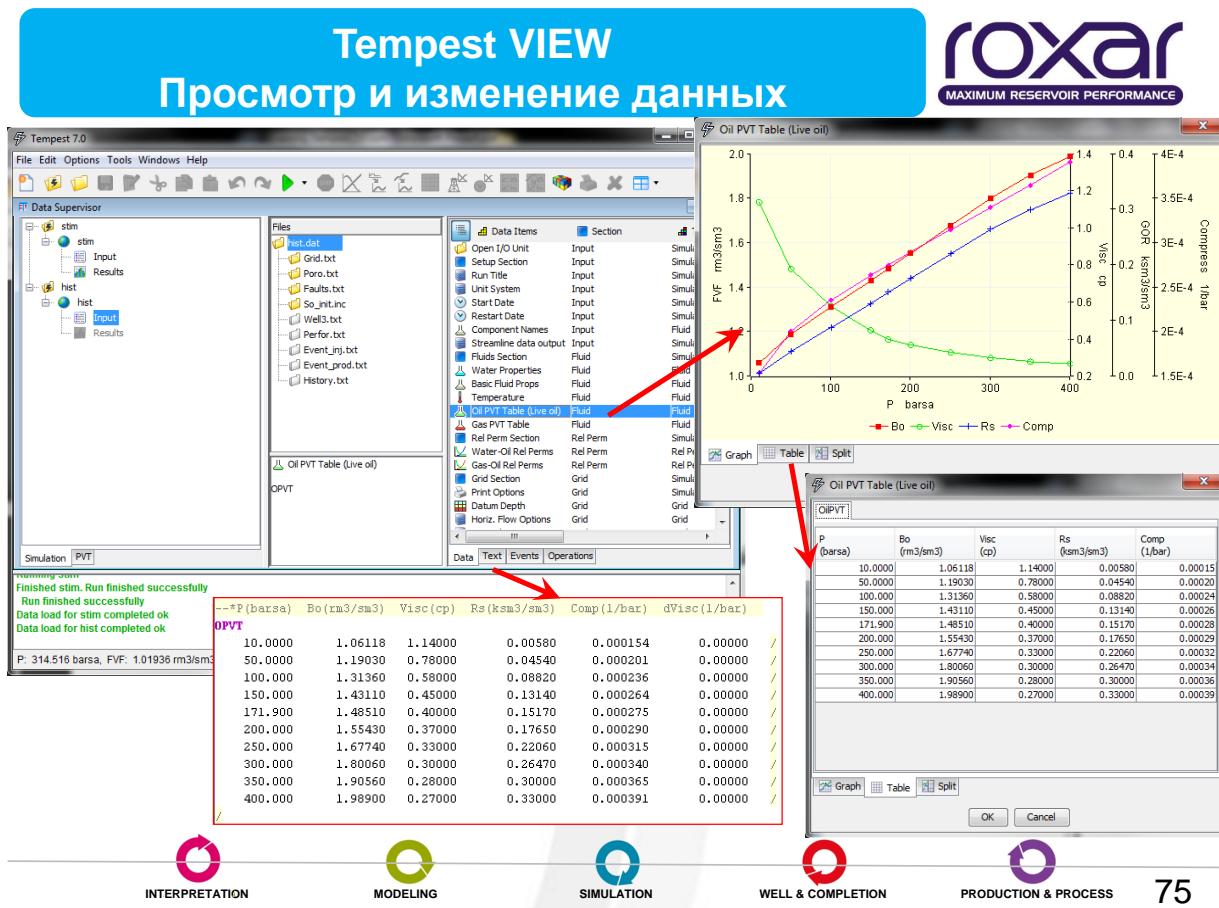


WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

74



### Упражнение 3. Создание модели флюида

roXar  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

#### 1. Свойства пластовых вод:

Плотность в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1014
Плотность при приведенном давлении , кг/м <sup>3</sup>	1030
Приведенное давление, бар	300
Сжимаемость, 1/бар	4.3E-5
Вязкость, сП	0.4

#### 2. Основные свойства нефти и газа:

Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	844
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0.73
Молекулярный вес, г/моль	200

#### 3. Пластовая температура

85.5 °C.



### Упражнение 3.

### Создание модели флюида



#### 4. PVT свойства нефти

Давление насыщения, бар	Объемный коэффициент, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Вязкость, сП	Газосодержание, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Сжимаемость
10.0	1.0618	1.140	0.0058	0.000154
50.0	1.1903	0.780	0.0454	0.000201
100.0	1.3136	0.580	0.0882	0.000236
150.0	1.4311	0.450	0.1314	0.000264
171.9	1.4851	0.400	0.1517	0.000275
200.0	1.5543	0.370	0.1765	0.00029
250.0	1.6774	0.330	0.2206	0.000315
300.0	1.8006	0.300	0.2647	0.00034
350.0	1.9056	0.280	0.3000	0.000365
400.0	1.9890	0.270	0.3300	0.000391

#### 5. PVT свойства газа

Давление, бар	Объемный коэффициент, м <sup>3</sup> /10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	Вязкость, сП
10.0	120.5852	0.01190
50.0	22.4216	0.01321
100.0	10.6450	0.01517
150.0	6.9516	0.01827
171.9	6.0712	0.02003
200.0	5.2182	0.02229
250.0	4.1745	0.02630
300.0	3.4788	0.03031
350.0	2.7830	0.03432
400.0	2.0873	0.03833



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

77



## Секция RELA

Данные об относительных фазовых проницаемостях



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



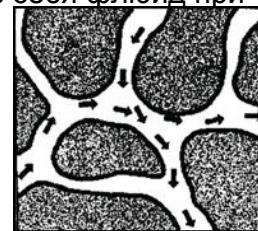
PRODUCTION &amp; PROCESS

## Секция RELA

### Общие сведения



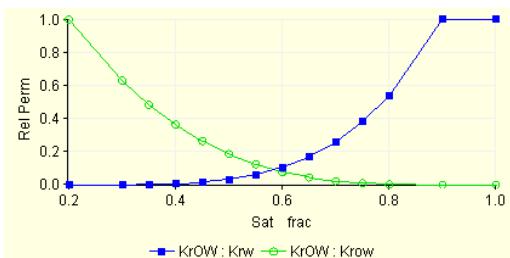
**Проницаемость** – способность горной породы пропускать через себя флюид при наличии перепада давлений.



**Абсолютная проницаемость** – проницаемость образца керна, насыщенного одним флюидом, инертным по отношению к породе (величина зависит целиком и полностью от свойств породы, а не от насыщающего флюида).

**Эффективная (фазовая) проницаемость** – проницаемость породы для отдельно взятого флюида при числе присутствующих фаз больше 1 (величина зависит от флюидонасыщения)

**Относительная проницаемость** – отношение эффективной (фазовой) проницаемости к абсолютной.



Относительные фазовые проницаемости оказывают влияние на множество факторов, поэтому подходить к их заданию и редактированию следует с умом.



79

## Секция RELA

### Общие сведения



**Капиллярные давления** – разность давлений, возникающая вследствие искривления поверхности жидкости.

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma}{R} = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r}$$

R – радиус кривизны;

r – радиус капилляра;

θ – угол смачивания;

σ – поверхностное натяжение.

Гидравлический вес жидкости уравновешивает капиллярное давление:

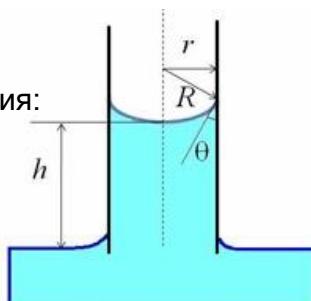
$$\rho \cdot g \cdot h = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r}$$

ρ – плотность жидкости;

Высота капиллярного поднятия:

$$h = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\rho \cdot g \cdot r}$$

Капиллярное давление это функция:



- Радиуса поровых каналов, r

- Межфазного натяжения между двумя несмешивающимися фазами, σ

- Смачиваемости (угла контакта между жидкостью и породой), cosθ



80

## Секция RELA


**Заголовок секции  
RELA**

<b>Пример:</b>
-----
RELA
-----
PRIN ALL

**Вывод данных в out-файл:****PRIN {NONE ALL BASI}**NONE - данные секции **RELA** не будут выведеныALL - все данные секции **RELA** будут выведеныBASI - только основные данные секции **RELA** будут выведены

81

**Секция RELA**  
**Опция смачиваемости**


Определение способа расчета проницаемости в трехфазной модели:

**WETT {OIL WATE} {LINE STN1 STN2 ECLI}**

Опции смачиваемости:

OIL – смачивающая фаза – нефть;

WATE – смачивающая фаза – вода;

Выбор модели расчета фазовой проницаемости промежуточной фазы:

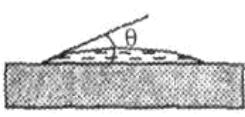
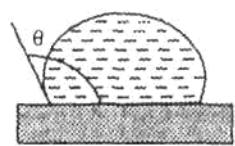
LINE – линейная интерполяция (по умолчанию используется в ECLIPSE);

ECLI – аналог LINE;

STN1 – первая модель Стоуна;

STN2 – вторая модель Стоуна.

**Смачивание** – совокупность явлений на границе соприкосновения трёх фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом и две другие – не смешиваемые жидкости или жидкость и газ.

 Поверхность  
гидрофильтра

 Поверхность  
гидрофобна


82

## Секция RELA ОФП в системе «Нефть-Вода»



**Таблица относительных фазовых проницаемостей в системе «Нефть-Вода». KRWO**

$Sw \quad Krw \quad Krow \quad Pcow \quad Krwh \quad Krown \quad Pcowh$

: : : : : : /

$Sw$  – водонасыщенность

$Krw$  – относительная фазовая проницаемость воды в присутствии нефти

$Krow$  – относительная фазовая проницаемость нефти в присутствии воды

$Pcow$  – капиллярное давление между нефтяной и водяной фазой

$Krwh$  – обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости воды в присутствии нефти

$Krown$  – обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости для нефти в присутствии воды

$Pcowh$  – обратная (гистерезисная) кривая капиллярного давления между нефтяной и водяной фазой

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

Значения насыщенности в таблице должны монотонно возрастать

Каждая строка таблицы и таблица должны заканчиваться знаком комментария (/)

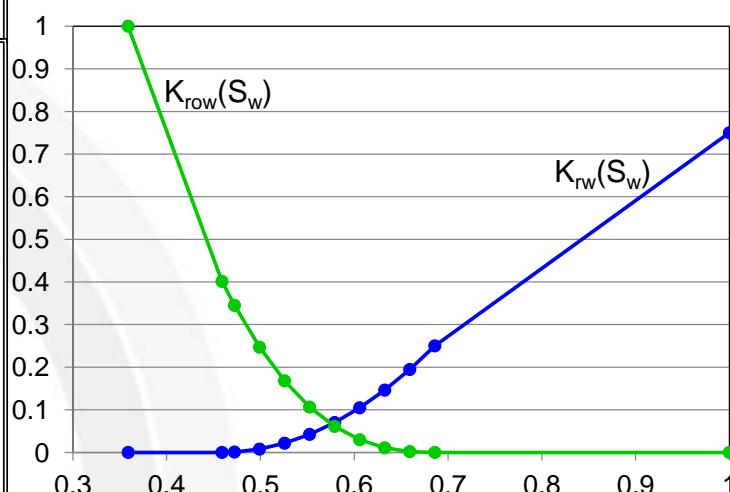


83

## Секция RELA ОФП в системе «Нефть-Вода»



<b>Пример:</b>			
<b>KRWO</b>			
0.3590	0.0000	1.0000	/
0.4590	0.0000	0.4014	/
0.4723	0.0009	0.3450	/
0.4990	0.0078	0.2470	/
0.5257	0.0216	0.1681	/
0.5524	0.0424	0.1065	/
0.5791	0.0701	0.0610	/
0.6058	0.1047	0.0297	/
0.6325	0.1462	0.0108	/
0.6592	0.1946	0.0019	/
0.6859	0.2500	0.0000	/
1.0000	0.750	0.0000	/
/			



84

## Секция RELA ОФП в системе «Нефть-Газ-Связ. вода»



**Таблица относительных фазовых проницаемостей в системе «Газ-Нефть». KRGO**

*Sg Krg Krog P cog Krgh Krogh P cogh*  
  : : : : : : : /

*Sg* – газонасыщенность

*Krg* – относительная фазовая проницаемость газа в присутствии нефти

*Krog* – относительная фазовая проницаемость нефти в присутствии газа

*P cog* – капиллярное давление между нефтяной и газовой фазой

*Krgh* – обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости газа в присутствии нефти

*Krogh* – обратная (гистерезисная) ветвь фазовой проницаемости для нефти в присутствии газа

*P cogh* – обратная (гистерезисная) кривая капиллярного давления между нефтяной и газовой фазой

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

Значения насыщенности в таблице должны монотонно возрастать

Каждая строка таблицы и таблица должны заканчиваться знаком комментария (/)

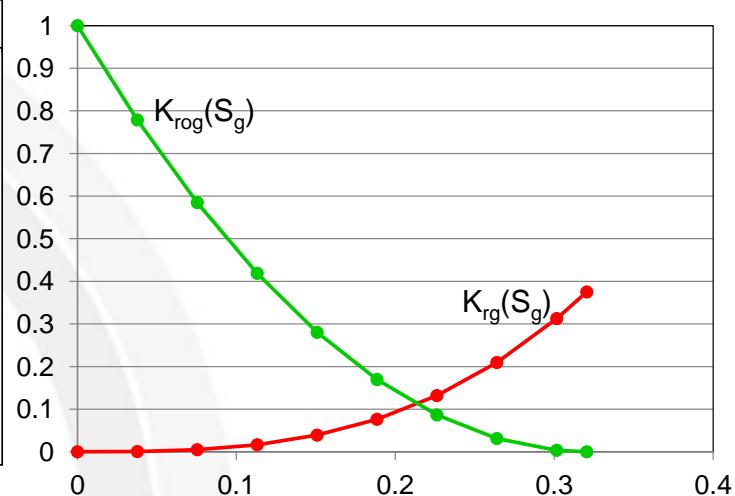


85

## Секция RELA ОФП в системе «Нефть-Газ-Связ. вода»



<b>Пример:</b>			
<b>KRGO</b>			
0.0000	0.0000	1.0000	/
0.0377	0.0006	0.7786	/
0.0754	0.0049	0.5848	/
0.1131	0.0165	0.4187	/
0.1508	0.0391	0.2803	/
0.1885	0.0763	0.1696	/
0.2262	0.1319	0.0865	/
0.2639	0.2095	0.0311	/
0.3016	0.3126	0.0035	/
0.3205	0.3750	0.0000	/
/			



86

## Секция RELA

### Гистерезис фазовых проницаемостей



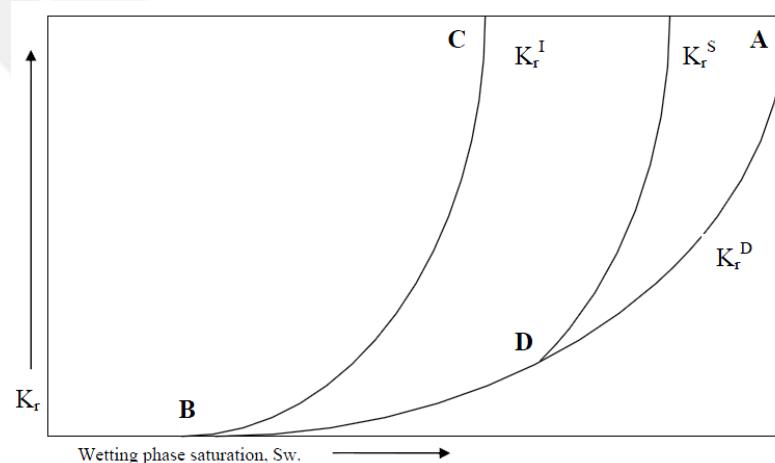
#### Гистерезис смачиваемой фазы на примере воды:

Допустим порода была полностью насыщена смачиваемой фазой (водой), верхняя точка кривой дренирования, точка А.

Система полностью дренировала до точки В и затем насыщенность смачиваемой фазы снова стала расти.

Система следует кривой пропитки к точке С.

В случае если процесс дренирования прервался в середине (точка D), пропитка идет по кривой  $K_r^s$ , которая параллельна кривой пропитки  $K_r^l$ .



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

87

## Секция RELA

### Гистерезис фазовых проницаемостей

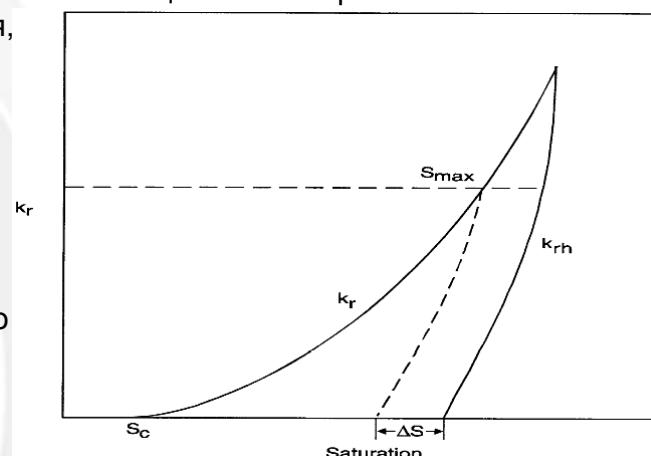


#### Гистерезис несмачиваемой фазы на примере газа:

Допустим порода была полностью насыщена нефтью (точка  $S_c$ ), и затем в нее стали закачивать газ (кривая дренирования  $K_r$ ), при процессе дренирования растет насыщенность несмачиваемой фазы.

Затем, в точке  $S_{max}$ , стала увеличиваться насыщенность нефти (процесс пропитки), пунктирная линия, которая параллельна гистерезисной кривой  $K_{rh}$ .

Гистерезис несмачивающей фазы ведет к защемлению этой фазы. Критическая насыщенность несмачивающей фазы при пропитке намного выше чем при дренаже, таким образом небольшое количество газа всегда защемляется в породе.



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

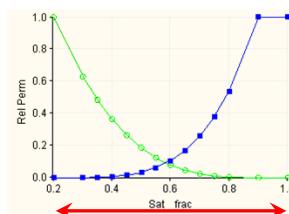
88

## Секция RELA Масштабирование ФОФП



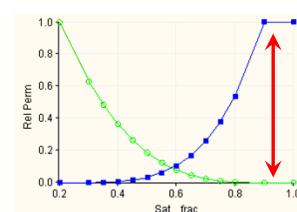
### Масштабирование по насыщенности:

Разные блоки сетки могут иметь разные значения критических и максимальных насыщенностей. Масштабирование по насыщенности позволяет изменять эти значения, не задавая регионы по ОФП и несколько таблиц. Достаточно одной таблицы.



### Масштабирование по значению:

Разные блоки сетки могут иметь различные максимальные значения ОФП и капиллярных давлений. Масштабирование по значению позволяет изменять эти значения, не задавая регионы по ОФП и несколько таблиц. Достаточно одной таблицы.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

89

## Секция RELA Масштабирование ФОФП



### Массивы, задаваемые при масштабировании концевых точек \*

**SWL** – самое маленькое значение водонасыщенности.

**SWCR** – значение связанной воды (максимальная водонасыщенность, при которой вода неподвижна, т.е. Kro=0). Если не задан массив SWL, то автоматически SWL=SWCR.

**SOWC** – остаточная нефтенасыщенность в системе нефть–вода. (Sorw)

**SWU** – максимальная водонасыщенность (самое большое значение водонасыщенности).

**SGL** – остаточная газонасыщенность.

**SGCR** – критическая газонасыщенность (при которой газ еще неподвижен).

**SOGC** – остаточная нефтенасыщенность в системе нефть–газ–связанная вода. Это наибольшая нефтенасыщенность при которой нефть остается неподвижной. (Sorg)

**SGU** – максимальная газонасыщенность.

\* - Все массивы вводятся в секции GRID



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

90

## Секция RELA

### Масштабирование ФОФП



#### Массивы, задаваемые при вертикальном масштабировании \*

- XKRW** – масштабирует кривые ФОФП по воде.
- XKRG** – масштабирует кривые ФОФП по газу.
- XKRO** – масштабирует кривые ФОФП по нефти.
- XPCW** – вертикальное масштабирование капиллярных давлений в системе нефть-вода.
- XPCG** – вертикальное масштабирование капиллярных давлений в системе газ - нефть - связанная вода.

В трехфазной модели Water Wet XKRO масштабирует фазовую проницаемость нефти (промежуточной фазы); в модели Oil Wet XKRW масштабирует фазовую проницаемость воды (промежуточной фазы). Масштабирование промежуточной фазы происходит после расчета фазовой проницаемости по выбранному методу.

\* - Все массивы вводятся в секции GRID



91

## Секция RELA

### Запасы



#### Out-файл, секция Fluid In Place

```
FIPA=====
Fluid in place at 1 Jan 2000, 0.0 days
=====
```

```
Fluid in place region:all
```

```
Pore volume average pressure 144.90 barsa
Hydrocarbon average pressure 144.15 barsa
```

	Reservoir volume	Surface volume
Oil	18.3387E6 rm3	16648.409 ksm3
Gas	18.3387E6 rm3	4485.049 Msm3
Water	31.2456E6 rm3	30284.897 ksm3
	Surf. vol in res. oil	Surf vol in res gas
Oil	16536.071 ksm3	112.337657 ksm3
Gas	815.145633 Msm3	3669.904 Msm3
Total pore	volume: 67.9226E6 rm3	
Total reference volume:	67.5000E6 rm3	

Объем флюидов, находящихся в пласте на данный момент времени в пластовых и поверхностных условиях

	Mobile Surface Volume
Oil	11111.421 ksm3
Gas	3397.800 Msm3
Water	23701.626 ksm3

Объем подвижных запасов в поверхностных условиях

Коэффициент вытеснения нефти = 0.671  
(подвижные запасы/общие запасы)



92

## Секция RELA

### Расчет подвижных запасов нефти в MORE



Используя коэффициент вытеснения и общий начальный объем нефти в пласте, можно вычислить подвижные запасы на начальный момент времени.

Коэффициент вытеснения вычисляется исходя из имеющихся фазовых проницаемостей.

Рассмотрим несколько примеров, в которых начальная насыщенность определяется исходя из фазовых проницаемостей.

**Коэффициент вытеснения вычисляется по формуле:**

Где:  $S_{o.mob}$  – подвижная нефтенасыщенность

$S_{o.init}$  – начальная нефтенасыщенность

$$K_{выт} = \frac{S_{o.mob}}{S_{o.init}}$$



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

93

## Секция RELA

### Расчет подвижных запасов нефти в MORE



Для вычисления подвижной нефтенасыщенности используется формула:

$$S_{o.mob} = \text{MAX}(0, S_o - \text{MIN}(S_{orw}, S_{org}))$$

где:  $S_{orw}$  – остаточная нефтенасыщенность в системе «Нефть-Вода»

$S_{org}$  – остаточная нефтенасыщенность в системе «Нефть-Газ-Связанная вода»

Для расчета подвижных запасов в начальный момент времени  $S_o = S_{o.init}$

Следует также отметить, что:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

$$\text{SWL} + \text{SOWC} + \text{SGU} = 1$$



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

94

## Секция RELA

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Пример секции RELA (3 фазная модель)

```

RELA
--*Sw(frac) Krw(dimless) Krow(dimless) Pcow
KRWO
    0.20000      0.00000      1.00000      0.00000      /
    0.30000      4.16493e-04     0.62974      0.00000      /
    0.35000      0.00211      0.48506      0.00000      /
    0.40000      0.00666      0.36443      0.00000      /
    .
    .
    .
    0.80000      0.53978      0.00292      0.00000      /
    0.90000      1.00000      0.00000      0.00000      /
    1.00000      1.00000      0.00000      0.00000      /
    /
--*Sg(frac) Krg(dimless) Krog(dimless) Pgco
KRGO
    0.00000      0.00000      1.00000      0.00000      /
    0.10000      0.00195      0.66992      0.00000      /
    0.15000      0.00659      0.53638      0.00000      /
    0.20000      0.01562      0.42188      0.00000      /
    .
    .
    .
    0.60000      0.42187      0.01562      0.00000      /
    0.65000      0.53638      0.00659      0.00000      /
    0.70000      0.66992      0.00195      0.00000      /
    0.80000      1.00000      0.00000      0.00000      /

```

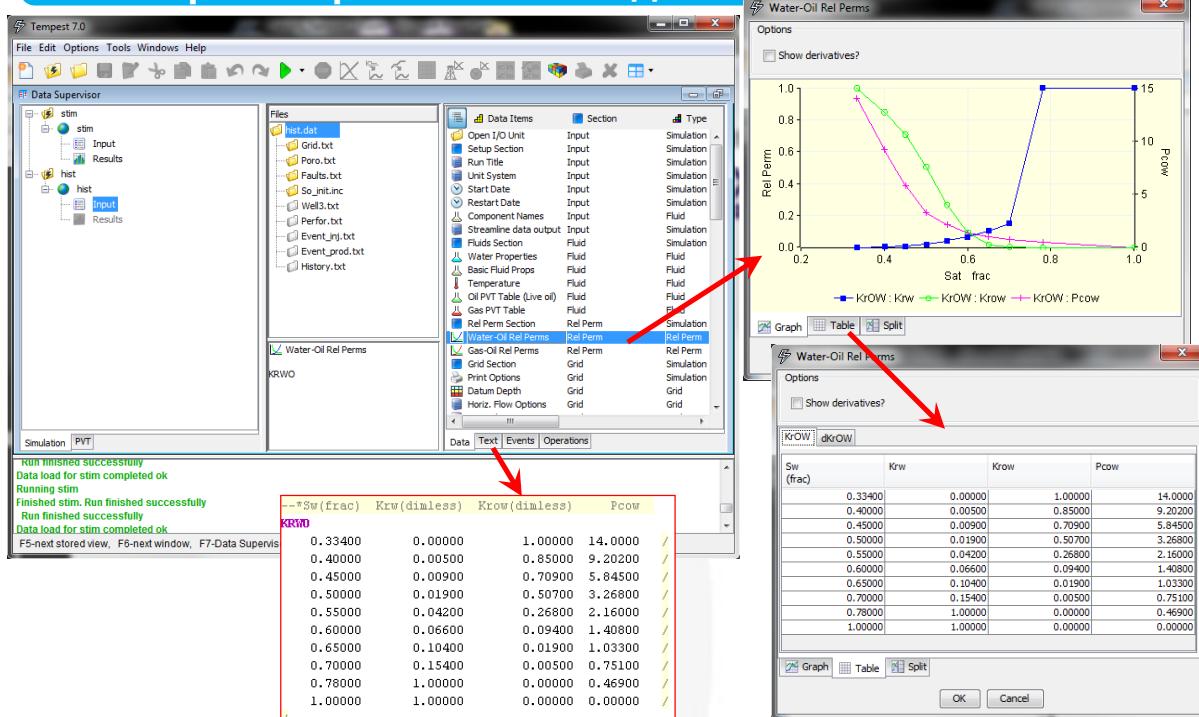
INTERPRETATION MODELING SIMULATION WELL & COMPLETION PRODUCTION & PROCESS

95

## Tempest VIEW

## Просмотр и изменение данных

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



INTERPRETATION MODELING SIMULATION WELL & COMPLETION PRODUCTION & PROCESS

96

## Упражнение 4.

### Задание ФОФП



Водонасыщенность	Kwat	Koil	Капилл. давление
0.334	0.000	1.000	14.000
0.400	0.005	0.850	9.202
0.450	0.009	0.709	5.845
0.500	0.019	0.507	3.268
0.550	0.042	0.268	2.160
0.600	0.066	0.094	1.408
0.650	0.104	0.019	1.033
0.700	0.154	0.005	0.751
0.780	1.000	0.000	0.469
1.000	1.000	0.000	0.000

Таблица ОФП в системе  
Нефть – Вода

Газонасыщенность	Kgas	Koil	Капилл. давление
0.000	0.000	1.000	0
0.100	0.003	0.614	0
0.150	0.011	0.465	0
0.200	0.027	0.343	0
0.250	0.053	0.244	0
0.300	0.091	0.166	0
0.350	0.145	0.107	0
0.400	0.217	0.064	0
0.450	0.308	0.034	0
0.500	0.423	0.015	0
0.550	0.563	0.005	0
0.600	0.731	0.001	0
0.666	1.000	0.000	0

Таблица ОФП в системе  
Нефть – Газ – Связанная Вода



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

97



## Секция GRID

Задание геометрии пласта и его свойств



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

## Секция GRID



**Заголовок секции  
GRID**

**Вывод данных в out-файл:**

**PRIN** {NONE MAP NOMA PPCE ACTIVE array1 array2 ... NNC}

**NONE** - данные секции **GRID** не будут выведены

**MAP** - все массивы будут записаны в файл \*.grd для дальнейшей обработки

**NOMA** - не выводит данные в файл \*.grd

**PPCE** - для параллельных расчетов. Отображает принадлежность ячеек к процессору

**ACTIVE** - записывать значения только для акт. ячеек в файлы \*.grd \*.ara

**array1** - имена массивов

**NNC** - вывод списка всех несоседних соединений

**Пример:**

**GRID**  
**PRIN MAP NNC**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

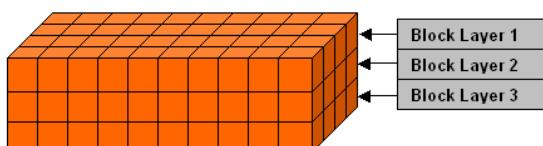
99

## Секция GRID Обработка массивов

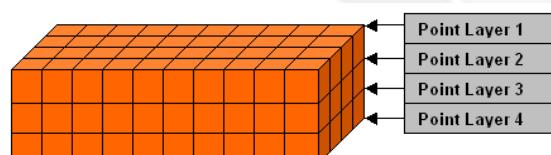


**Трактовка слоев MORE (VERT)**

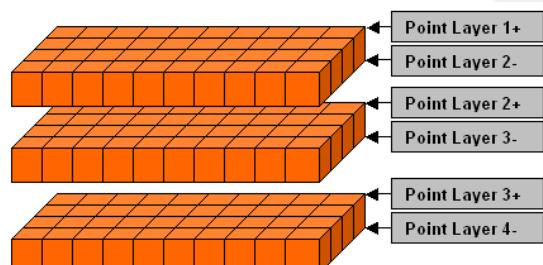
Режим ввода слоистой неоднородности



**VERT BLOC**



**VERT PONT**



**VERT DISC**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

100

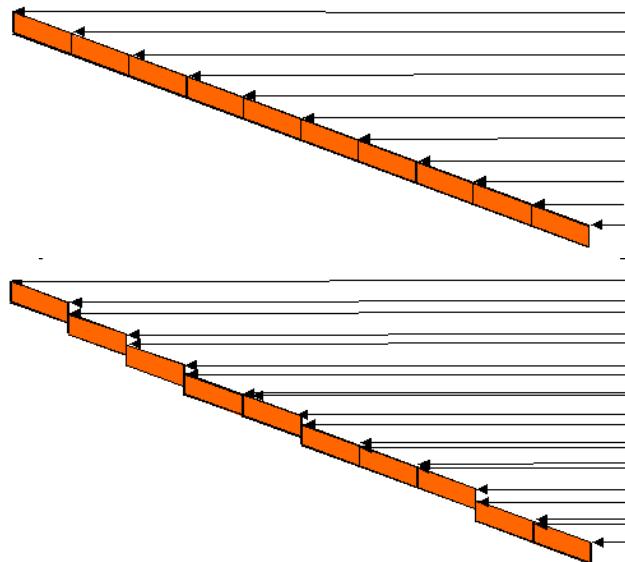
## Секция GRID Обработка массивов



Трактовка слоев MORE (**HORI**)



Режим ввода  
**HORI BLOC**



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

101

## Секция GRID Виды сеток



Сетки (GRID)

Радиальные

Декартовые

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

102

## Секция GRID

## Способы задания декартовых сеток



**Прямоугольные сетки:**

Размерность сетки

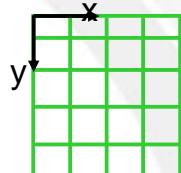
**SIZE** nx ny nz {RADI CART}

Размер блоков в направлениях X и Y

**X-DI Y-DI**

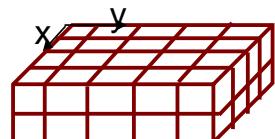
{CONS VARI LOGA}

<data> /



Глубина и толщина пластов

**DEPT, THIC**



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

**Пример:**

```
SIZE 10 10 5 /
X_DI
CONS
3048 /
Y_DI
CONS
3048 /
DEPT
CONS
1524 /
THIC UNIF
CONS
60 /
```

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

103

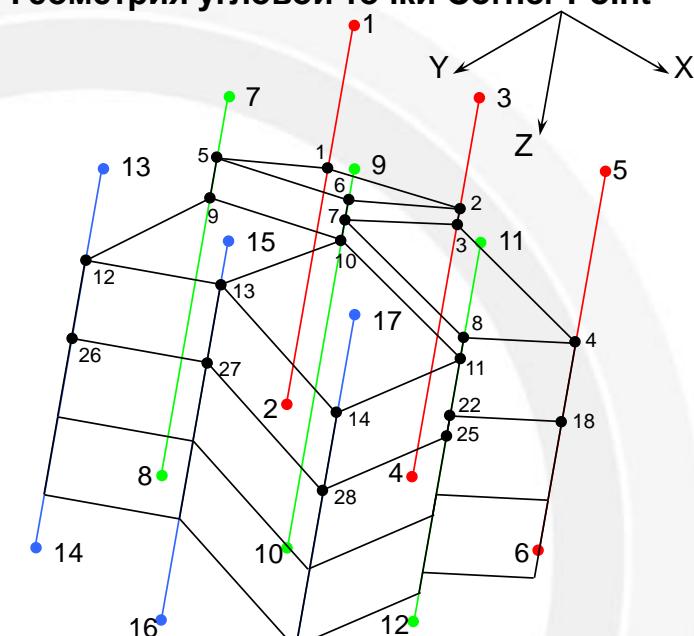
## Секция GRID

### Способы задания декартовых сеток



**Сетки со сложной геометрией.**

**Геометрия угловой точки Corner Point**



**SPEC**

2 2 3 /

**COORD**

X <sub>1</sub>	Y <sub>1</sub>	Z <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	Y <sub>2</sub>	Z <sub>2</sub>
X <sub>3</sub>	Y <sub>3</sub>	Z <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	Y <sub>4</sub>	Z <sub>4</sub>
X <sub>5</sub>	Y <sub>5</sub>	Z <sub>5</sub>	X <sub>6</sub>	Y <sub>6</sub>	Z <sub>6</sub>
X <sub>7</sub>	Y <sub>7</sub>	Z <sub>7</sub>	X <sub>8</sub>	Y <sub>8</sub>	Z <sub>8</sub>
X <sub>9</sub>	Y <sub>9</sub>	Z <sub>9</sub>	X <sub>10</sub>	Y <sub>10</sub>	Z <sub>10</sub>
X <sub>11</sub>	Y <sub>11</sub>	Z <sub>11</sub>	X <sub>12</sub>	Y <sub>12</sub>	Z <sub>12</sub>
X <sub>13</sub>	Y <sub>13</sub>	Z <sub>13</sub>	X <sub>14</sub>	Y <sub>14</sub>	Z <sub>14</sub>
X <sub>15</sub>	Y <sub>15</sub>	Z <sub>15</sub>	X <sub>16</sub>	Y <sub>16</sub>	Z <sub>16</sub>
X <sub>17</sub>	Y <sub>17</sub>	Z <sub>17</sub>	X <sub>18</sub>	Y <sub>18</sub>	Z <sub>18</sub>

**ZCORN**

Z <sub>1</sub>	Z <sub>2</sub>	Z <sub>3</sub>	Z <sub>4</sub>	Z <sub>5</sub>	Z <sub>6</sub>	Z <sub>7</sub>	Z <sub>8</sub>
Z <sub>9</sub>	Z <sub>10</sub>	Z <sub>11</sub>	Z <sub>12</sub>	Z <sub>13</sub>	Z <sub>14</sub>	Z <sub>15</sub>	Z <sub>16</sub>
Z <sub>17</sub>	Z <sub>18</sub>	Z <sub>19</sub>	Z <sub>20</sub>	Z <sub>21</sub>	Z <sub>22</sub>	Z <sub>23</sub>	Z <sub>24</sub>
Z <sub>25</sub>	Z <sub>26</sub>	Z <sub>27</sub>	Z <sub>28</sub>				

/

...

...

...

...

...

...

...

...

...

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

104

## Секция GRID

### Перемещение и вращение сетки



Начало координат гидродинамической сетки в левом верхнем углу.

Существует возможность перемещения этой точки и поворота сетки

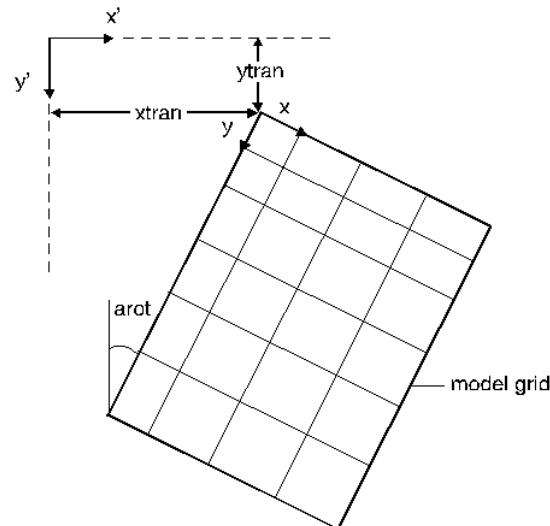
**ROTA**       $X_0$        $Y_0$        $\theta$

По умолчанию: 0 0 0

$X_0$  - Базовая точка для внутренних координат по x

$Y_0$  - Базовая точка для внутренних координат по y

$\Theta$  - Угол вращения сетки в градусах



**TTAB NORota**

--\* x y z md

wprd

1686.400 152.400 1524.00 1524.00

1686.400 152.400 1674.00 2743.80



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

105

## Секция GRID

### Глубина пересчета забойных давлений

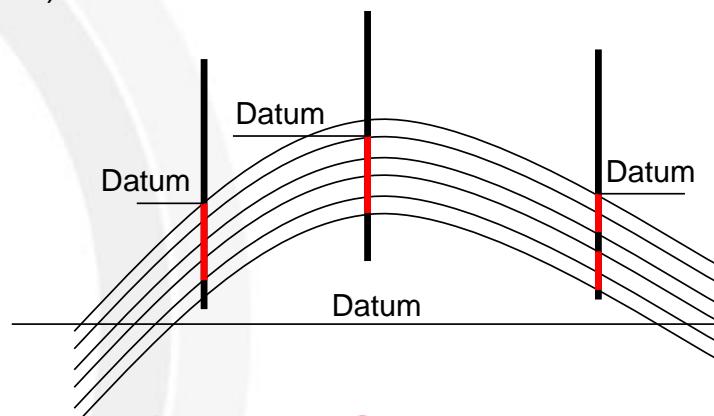


**DATUM datum {TOPC}**

datum – значение глубины. Все забойные давления пересчитываются на нее.

TOPC – при использовании этого аргумента глубина приведения забойного давления будет привязана к верхнему вскрытым интервалу перфорации скважины (или просто к первой ячейке, через которую проходит скважина, если нет вскрытых интервалов)

**Пример:**  
**DATUM 1500**  
**DATUM 2500 ТОРС**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



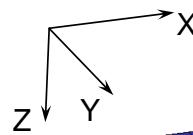
PRODUCTION & PROCESS

106

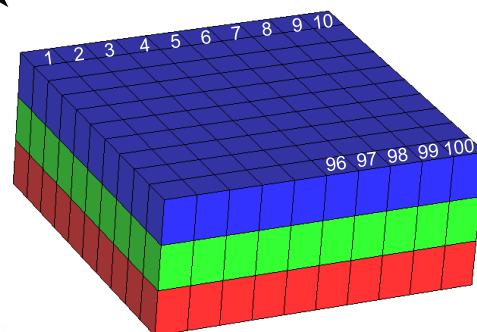
## Секция GRID Система координат



Ось Z направлена вниз.



Система координат –  
правосторонняя



Первый слой ( $K=1$ ) расположен вверху  
сетки.  
Ячейки нумеруются по направлениям  
X, Y, Z с помощью индексов I, J, K.

При вводе значений в модель используется  
так называемый «естественный» (natural) порядок, т.е. самым быстрым  
индексом является x-индекс, а самым медленным z-индекс



107

## Секция GRID Ввод массивов



### Основные массивы

Имя	Описание	Значения			Другое имя	Обязательность
		От	До	По умолчанию		
<b>ACTN</b>	Массив активных ячеек	0	1	1		Нет
<b>K_X</b>	х-проницаемость	0	$\infty$	0	KX, K-X, PERMX	Да
<b>K_Y</b>	у-проницаемость	0	$\infty$	0	KY, K-Y, PERMY	Да
<b>K_Z</b>	z-проницаемость	0	$\infty$	0	KZ, K-Z, PERMZ	Да
<b>MULX</b>	х-множитель сообщаемости	0	$\infty$	1	MX, M-X, M_X, MULTX	Нет
<b>MULY</b>	у-множитель сообщаемости	0	$\infty$	1	MY, M-Y, M_Y, MULTY	Нет
<b>MULZ</b>	z-множитель сообщаемости	0	$\infty$	1	MZ, M-Z, M_Z, MULTZ	Нет
<b>PORO</b>	Пористость	0	1	0		Да
<b>NTOG</b>	Песчанистость	0	1	1	NTG	Нет
<b>CROC</b>	Сжимаемость породы	0	$10^{-4}$	0		Да
<b>REFE</b>	Приведенное давление, атм	1	$\infty$	1		Да



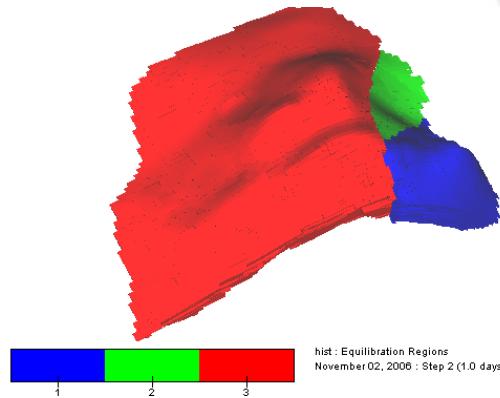
108

## Секция GRID Ввод массивов



### Дополнительные массивы Определение регионов

Имя	Описание	Значения		Другое имя	Обязательность
			По умолчанию		
PVTN	регионы PVT свойств	1, 2, 3...	1		Нет
ROCK	Регионы по фазовым	1, 2, 3...	1	SATN	Нет
EQUI	Регионы по инициализации	1, 2, 3...	1	EQLN	Нет
FIPN	Регионы по запасам	1, 2, 3...	1		Нет



Пример:
EQUI
3 3 3 2 2 1
1 3 3 2 3 2
... ... ...
/



109

## Секция GRID Ввод массивов



**Array** (I1:I2) {UNIF VARI}  
{VARI CONS ZVAR}

Как вводить слои?

**Array** – название массива;  
(I1:I2) – слои модели, для которых задаются данные;

Как вводить данные  
для каждого слоя?

UNIF – массив послойно постоянен, представлен только один слой значений;  
VARI – значения изменяются от слоя к слою и задаются для каждого слоя

VARI – значения изменяются внутри слоя (для одного k существует множество значений параметра);

CONS – все значения постоянны для одного слоя;

ZVAR – значения изменяются только послойно, для одного слоя все значения постоянны.

**Пример задания проницаемости для модели с сеткой 10x10x4**

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

**K\_X**  
ZVARIABLE  
43 46 39 70 /

**K\_X VARI**  
VARI  
100\*43 100\*46  
100\*39 100\*70 /



110

Секция GRID  
Работа с массивами



## Определение пользовательских массивов

**DEFIne имя\_массива {FLIP}**  
**'Описание массива'**

FLIP – массив  
пластовых запасов

**Пример:**

```
DEFI KMUL
'Permeability multiplier'
KMUL UNIF
CONS
2 /
```



111

Секция GRID  
Работа с массивами



## Математические выражения обработки сетки

**array (I1:I2) = выражение**

Если не задан интервал слоев, выражение будет применено ко всей модели

**Пример:**

```
K_Z = 0.2 * K_X
K_Z(1:2) = 0.4 * K_X
K_Z(3:4) = 0.2 * K_X
или
K_Z(1:2) = 0.4 * K_X(1:2)
K_Z(3:4) = 0.4 * K_X(3:4)
```

**Примечание:**

Количество слоев в правой и левой части выражения должно быть равно между собой, либо в правой части должен использоваться 1 слой



112

## Секция GRID

### Работа с массивами



## Математические выражения обработки сетки

Правая часть выражения может содержать любое число ранее заданных (определенных) массивов.

Кроме имён массивов математические выражения могут включать:

- Константы в различных формах: 4, 8.3, 5.6e+4
- Операторы +, -, /, \* и \*\*
- Скобки для задания подвыражений – можно использовать (, [ и {
- Функции



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

113

## Секция GRID

### Работа с массивами



#### Функции:

SQRT(exp)	Квадратный корень
LOG(exp)	Натуральный логарифм
LOG10(exp)	Десятичный логарифм
EXP(exp)	Экспонента выражения
MAX(exp1, exp2)	Максимальное из двух выражений
MIN(exp1, exp2)	Минимальное из двух выражений
COS(exp)	Косинус (exp в радианах)
SIN(exp)	Синус (exp в радианах)
IEQ(exp1, exp2)	Логическая функция (=1, если exp1=exp2. =0, если exp1≠exp2)
IGT(exp1, exp2)	=1, если exp1>exp2, =0 в противном случае
IGE(exp1, exp2)	=1, если exp1≥exp2, =0 в противном случае
ILT(exp1, exp2)	=1, если exp1<exp2, =0 в противном случае
ILE(exp1, exp2)	=1, если exp1≤exp2, =0 в противном случае
SUMZ(I1:I2){exp}	Производит суммирование в заданном диапазоне слоев

Прямой слеш (/) обозначает деление в выражениях массива. Для задания комментария необходимо воспользоваться /\*(\*) или --()



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

114

## Секция GRID Работа с массивами



### Изменение значений

**array**

**MODI** *i1 i2 j1 j2 k1 k2 {ZERO} {NINT}*  
*<+ \* min max> /*

Во всем втором слое прибавить к пористости 0.02.

Во всей модели умножить пористость на 1.03.

В выделенном блоке ячеек обнулить все значения проницаемости меньше 3.

Умножить все значения пористости на 1.1, а затем прибавить 0.05.

### Пример:

**PORO**  
**MODI** 4\* 2 2  
0.02 /

**MODI** 6\*  
1\* 1.03 /

**PERMX**

**MODI** 15 17 16 18 2\* ZERO  
2\* 3 /

**PORO**

**MODI** 6\*  
0.05 1.1 /



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

115

## Секция GRID Работа с массивами



### Замена значений

**array**

**REPL** *i1 i2 j1 j2 k1 k2*  
*<data> /*

Выделен блок, состоящий из 6 ячеек.  
 Введено 6 значений параметра.

Выделен блок, состоящий из 63 ячеек.  
 Во всем блоке значения будут заменены на 150

### Пример:

**PORO**  
**REPL** 1 3 5 6 2 2  
0.2 0.16 0.19 0.17 0.15 0.23 /

**PERMX**

**REPL** 25 27 18 24 3 5  
63\*150 /



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

116

Секция GRID  
Работа с массивами

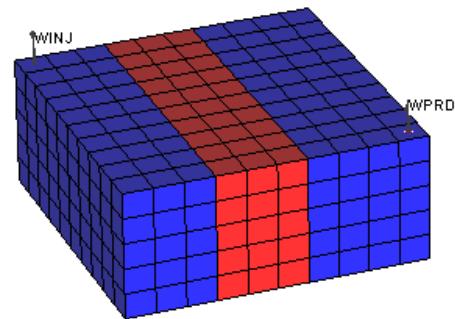


## Замена или изменение порового объема и сообщаемости.

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

1. *<+ \* min max>*
2. *<data>*

<b>Пример:</b>
<b>PVOL</b> 4 6 4* MODI
0 20 /



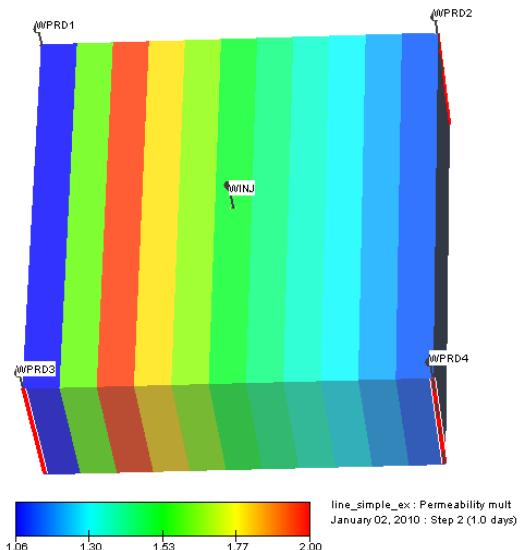
Секция GRID  
Интерполяция



### Линейная интерполяция

**LINE {NOXY IN-X IN-Y X&Y}**  
*<data>*

<b>Пример:</b>
<b>DEFI K_M</b> 'Permeability mult'
<b>K_M UNIF</b>
<b>LINE IN_X</b>
1 100 250 499 /
0.8 2 1.5 1.1 /
/
<b>K_X = K_X * K_M</b>



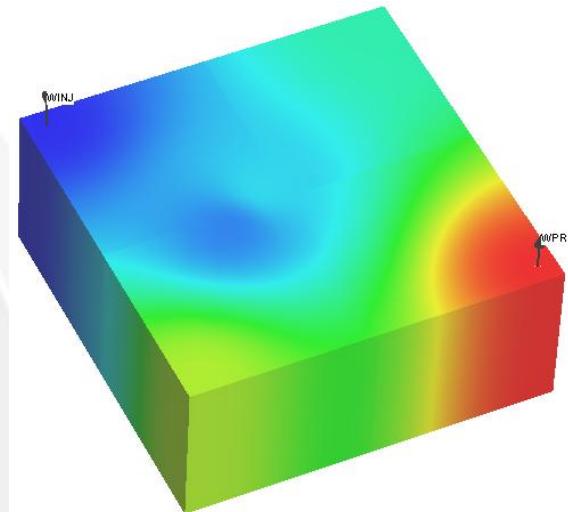
## Секция GRID Интерполяция



Интерполяция, взвешенная по расстоянию

**INTE exp n {NOXY ALLX TRIP}**

<u>Пример:</u>	
<b>DEFI</b>	K_M
'Permeability mult'	
K_M UNIF	
<b>INTE</b>	2.5 5 TRIP
150	150 0.5
1350	1350 1.5
150	2850 3.5
2850	2850 5
2850	150 2
950	1620 1
/	
<b>K_X = K_X * K_M</b>	



119

## Секция GRID Функции пористости и глубины

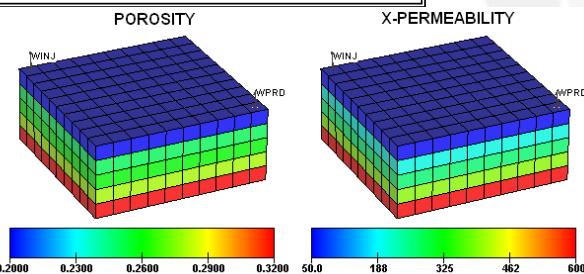


**F(PO {LINE LOGA}**

LINE – линейная интерполяция

LOGA – логарифмическая

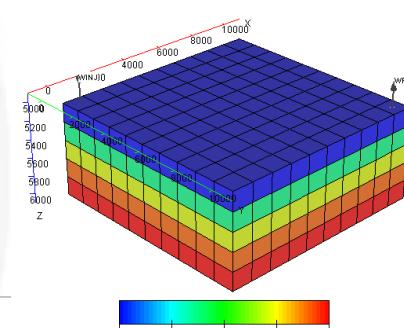
<u>Пример:</u>	
<b>K_X</b>	UNIF
<b>F(PO</b>	
--PORO	K_X (mD)
0.2	50
0.25	200
0.28	400
0.30	600
/	



**F(DE**

depth1 value1

<u>Пример:</u>	
<b>PORO</b>	UNIF
<b>F(DE</b>	
5000	0.17
5200	0.18
5400	0.22
5800	0.25
/	



120

## Секция GRID

### Пример работы с массивами



```

INCLUDE
'Geology/Poro.txt'

K_X = 2.12 * exp(17.57 * PORO)
K_Y = K_X
K_Z = K_X / 10

K_Z
--well 1094
MODI 24 28 86 89 1 16
1* 0.1 /
--well 1138
MODI 35 37 105 107 14 14
2* 0.1 /

PVOL 51 70 40 53 1 19 MODI
1* 10 /

```



## Секция GRID

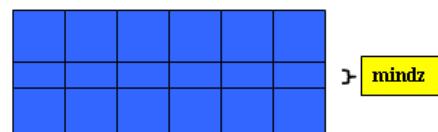
### Возможные ограничения



#### Минимальная мощность ячейки

**MINDZ**  
dzmin /

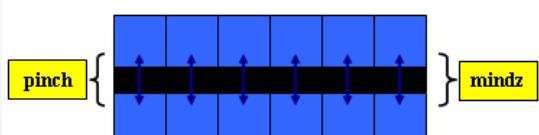
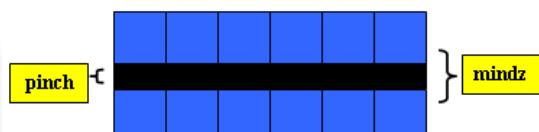
По умолчанию: 0.1 метра



**Минимально допустимый поровый объем**

**MINP {VALU MORE ECLI}**  
pvmin /

По умолчанию:  $1 \times 10^{-6} \text{ м}^3$



## Секция GRID Возможные ограничения



**Условие создания выклинивания**

**PINC {ON OFF}**

*hmin /*

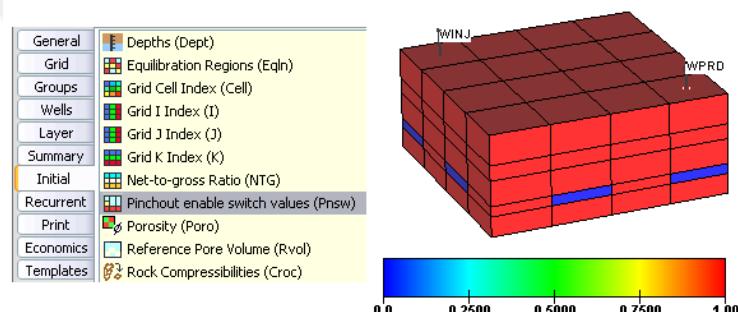
**Блокирование выклиниваний**

массив **PNSW**

1 – запрещает создание выклиниваний

0 – не запрещает создание выклиниваний

<b>Пример:</b>	
<b>PNSW</b>	
16*1 16*1 16*1	
0 1 0 1 1 0 1 1	
0 0 0 1 1 0 1 0	
16*1	
/	



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

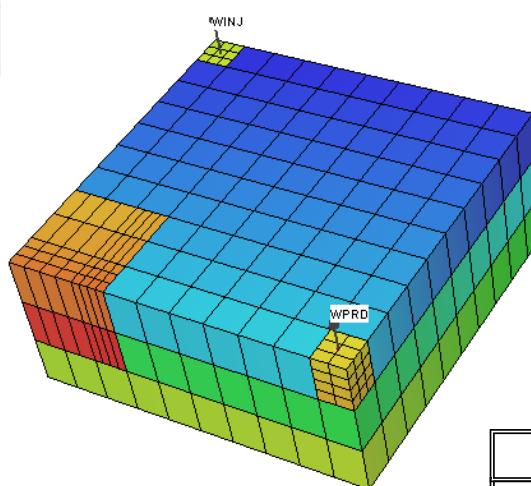
PRODUCTION & PROCESS

123

## Секция GRID Локальные измельчения сетки



**LGRD nx ny nz ixl ixu iyl iyu izl izu name**



**REFI и ENDR**

Эти ключевые слова позволяют задавать и изменять значения статических параметров для локальных измельчений

<b>Пример:</b>	
<b>LGRD</b>	3 3 3 1 1 1 1 1 1 MyLGR1
<b>LGRD</b>	2 3 4 10 10 10 10 1 1 MyLGR2
<b>LGRD</b>	8 5 2 1 3 8 10 1 2 MyLGR3

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

124

## Секция GRID

## Локальные измельчения сетки



CARFIN – ключевое слово Eclipse. Аналог ключевого слова **LGRD**

**CARFIN**

'Name' ixl ixu iyI iyu izl izu nx ny nz

**ENDFIN**

**HXFIN, HYFIN, HZFIN** – используются для неравномерного разбиения сетки.

**Пример:****CARFIN**

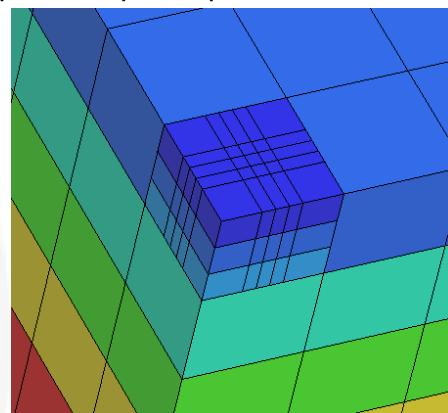
'Lgr\_1' 1 1 1 1 1 1 5 5 3 /

**HXFIN**

3 1 1 1 3 /

**HYFIN**

3 1 1 1 3 /

**ENDFIN**

INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

125

## Секция GRID

### Определение несоседних соединений

**NNC** {MULT MORE ECLI} {ONPD vpd}

i1	j1	k1	i2	j2	k2	tran
...	...	...	...	...	...	...
/						

MULT – значения *tran* обрабатываются как множитель сообщаемости

MORE – *tran* использует систему единиц, принятую в MORE (md-ft / md-m)

ECLI – *tran* использует систему единиц, принятую в Eclipse (rb.cp/psi / m3.cp/bar)

ONPD *vpd* – несоседнее соединение будет использоваться только в том случае, если перепад давления между ячейками превышает значение *vpd*.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

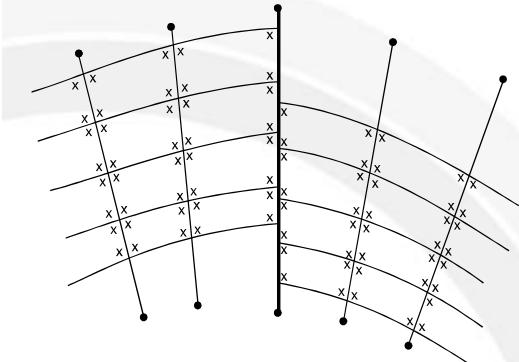


PRODUCTION &amp; PROCESS

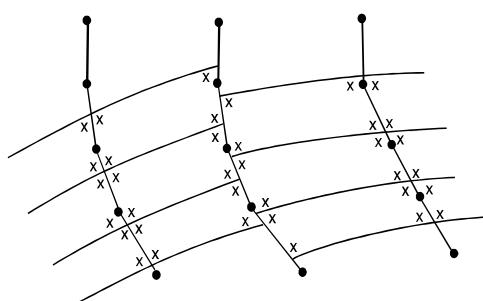
126

## Секция GRID Задание разломов

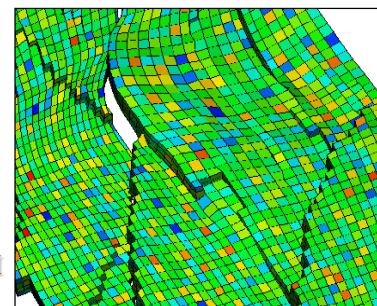
**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



Прямые разломы



Искривленные разломы



INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

127

## Секция GRID Задание разломов

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

### Задание разлома

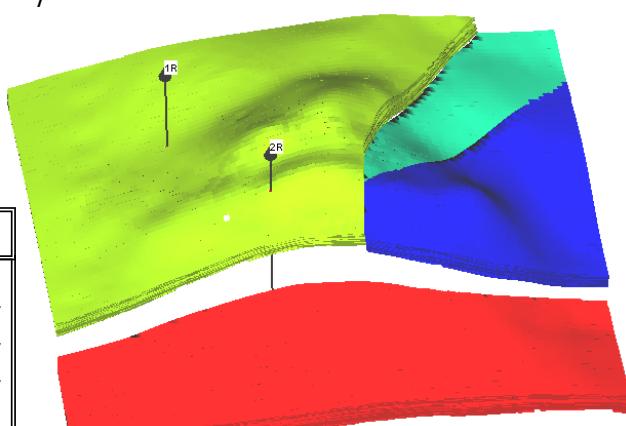
#### FAULTs

```
faultname XL XU YL YU ZL ZU direction /
... ... ... ... ...
/
```

### Множитель разлома

#### FMUL faultname xmult /

<u>Пример:</u>									
<b>FAULTS</b>									
'F1'	43	43	18	18	99	99	'X+'	/	
'F1'	43	43	18	18	99	99	'Y+'	/	
'F1'	43	43	18	18	99	99	'Z-'	/	
<b>FMULT</b> F1 0 /									



model : Equilibration Regions  
January 03, 2000 - Step 4 (2.0 days)  
Cell 32.45.14 (8176.547, 6808.5317, 1573.0278) Eln= 3.000

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL & COMPLETION

PRODUCTION & PROCESS

128

## Секция GRID



## Пример секции GRID

## GRID

```

DATUM 1524.00 TOPC /
HORI BLOCK
VERT BLOCK
INCLUDE
'grid.mgrdecl'
K_X VARI
500*100.000 /
K_Y = K_X
K_Z = 0.1*K_X
PORO VARI
500*0.10000 /
CROC UNIF
CONS
4.35113e-05 /
REFE UNIF
CONS
1.01353 /

```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

129

## Упражнение 5.

### Задание геометрии и свойств пласта



Геологическая модель находится в директории Geology. Она содержит сетку (Grid.txt), массив пористости (Poro.txt) и файл с разломами (Faults.txt).

Подключите эти файлы к модели.

Заполните остальные массивы, исходя из того, что:

Зависимость проницаемости от пористости  $K_X = 2.12 \cdot e^{(17.57 \cdot \text{PORO})}$ .

Проницаемость по Y равна проницаемости по X.

Вертикальная анизотропия 0.1.

Сжимаемость породы  $1 \cdot 10^{-5}$  1/бар.

Давление, при котором задана пористость, 194 бара.

Глубина, на которую пересчитываются забойные давления - 1784 м.

Разломы F4 и F6 непроницаемы.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

130

## Упражнение 6.

### Работа с массивами данных



Для данного упражнения необходимо использовать модель 10x10x10 ячеек, созданную в первом упражнении.

- Увеличьте проницаемость в блоке 2 3 4 5 1 1 в 2,5 раза
- Увеличьте проницаемость в блоке 3 4 5 7 1 2 на 35 мД
- Сделайте 7 слой модели неактивным.
- Замените значение пористости в ячейках блока 5 6 2 3 1 1 на 0.21 0.24 0.18 0.15.
- Сделайте локальное измельчение в блоке 8 10 8 10 1 2 - по оси X на 6 ячеек, по оси Y на 7, а по оси Z на 4.
- Замените значения проницаемости по X в 1-м слое локальной сетки в блоке 3 5 2 3 на 110 120 95 105 90 98. Проницаемость по Y такая же, как по X, а по Z в 10 раз меньше.
- Запустите модель на расчет, откройте результаты в Tempest View, и посмотрите, как изменилась сетка и массивы пористости и проницаемости.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

131



## Секция INIT

**Задание начального состояния пласта**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

**Секция INIT**

Предназначена для задания начального состояния модели

**Определяет:**

- Глубины и давления для расчета начального состояния
- Глубины контактов
- Начальное давление насыщения
- Начальный фазовый состав

**Инициализация****Равновесная****Неравновесная**

INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

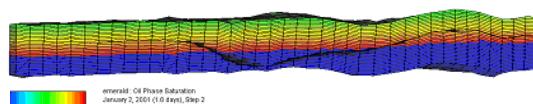


PRODUCTION &amp; PROCESS

133

**Секция INIT****Равновесная инициализация**

рассчитывает начальное состояние модели исходя из условий гидростатического равновесия на основе заданных глубин контактов и значений капиллярных давлений.



типичная модель ВНК, полученная в результате равновесной инициализации

Система находится в равновесии, вне действия внешних сил движение флюидов не происходит.

**Неравновесная инициализация**

насыщенности задаются напрямую, а не рассчитываются исходя из условий капиллярно-гравитационного равновесия. Состав флюида и насыщенности могут варьироваться как по латерали, так и по вертикали. Однако такое произвольное задание начального состояния не будет стабильным.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

134

## Секция INIT


  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Заголовок секции

**INIT {EQUI NEQU}**

EQUI – задание равновесной инициализации

NEQU – задание неравновесной

инициализации



## Секция INIT

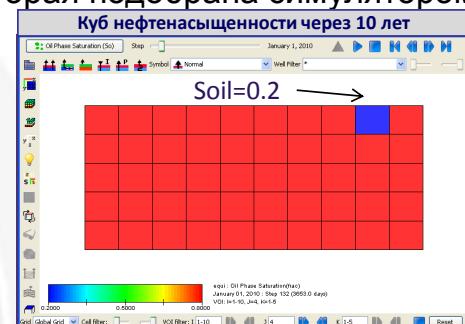
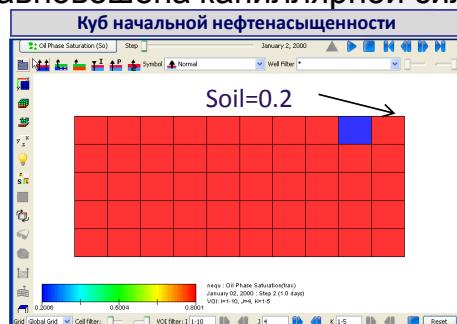
## Пример расчета начального состояния


  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE
**INIT EQUI** – равновесная инициализацияПояснение:

На примере задана водонасыщенная ячейка в верхней части модели.

Запущен пустой расчет (без скважин) на 10 лет.

Гравитационное разделение фаз не происходит, т.к. сила гравитации уравновешена капиллярной силой, которая подобрана симулятором.

Возможно подключение массивов начальных насыщенностей (**SWAT**, **SGAS**) и начального распределения температуры (**RTEM**)

## Секция INIT

## Пример расчета начального состояния



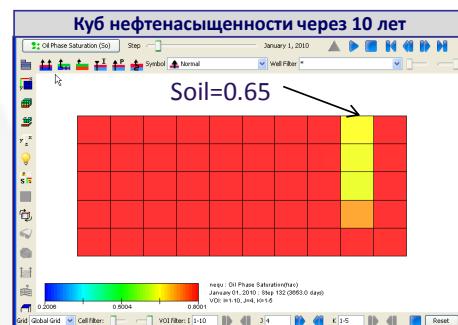
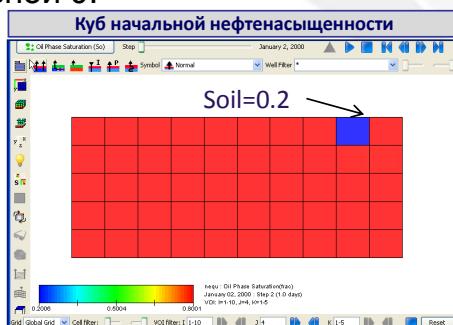
**INIT NEQU** – неравновесная инициализация

**Пояснение:**

На примере задана водонасыщенная ячейка в верхней части модели.

Запущен пустой расчет (без скважин) на 10 лет.

Происходит гравитационное разделение фаз. Капиллярная сила задана равной 0.



Возможно подключение массивов начальных насыщенностей (**SWAT**, **SGAS**), начальных давлений (**PSAT**, **PRES**) и начального распределения температуры (**RTEM**)



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

137

## Секция INIT

## Ключевые слова



**Задание глубин контактов и давлений при равновесной инициализации**

**EQUI**

```
href pref hgoc pcgoc hwoc pcwoc /  
/
```

*href* – приведенная глубина, м

*pref* – давление на приведенной глубине, бар

*hgoc* – глубина ГНК, м

*pcgoc* – капиллярное давление на глубине ГНК, бар

*hwoc* – глубина ВНК, м

*pcwoc* – капиллярное давление на глубине ВНК, бар

**Пример:**

**EQUI**

```
1500 150 1000 0 1500 0 /  
1620 170 1000 0 1620 0 /  
/
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

138

## Секция INIT Ключевые слова



**Задание констант начального состояния пласта при равновесной инициализации**

**CONS** nreg

*temp psat compos /*

*nreg* – индекс региона равновесия

*temp* – температура для свойств флюида, °C

*psat* – начальное давление насыщения, бар

*compos* – начальный композиционный состав (при работе с композиционной моделью).

**Пример:**

<b>CONS</b>	1
90	40
/	

**Пластовую температуру и давление насыщения можно задавать константами в следующих случаях:**

- Модель двухфазная
- Модель трехфазная, но нет зависимости Psat от глубины
- Модель трехфазная, но Psat незначительно меняется по глубине или невысокая мощность пласта



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

139

## Секция INIT Ключевые слова



**Задание параметров как функции от глубины при равновесной инициализации**

**F(DE** nreg

*h temp psat compos /*

*nreg* – индекс региона равновесия

*h* – глубина, м

*temp* – температура для свойств флюида, °C

*psat* – начальное давление насыщения, бар

*compos* – начальный композиционный состав (при работе с композиционной моделью).

**Пример:**

<b>F (DE</b>	1		
1300	1*	40	/
1500	1*	50	/
/			

**Пластовую температуру и давление насыщения необходимо задавать как функцию глубины в следующих случаях:**

- Для трехфазной модели
- Psat значительно меняется по глубине, высокая мощность пласта
- Изменение температуры по глубине влияет на расчет для высоковязких нефей



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

140

**Секция INIT**  
**Ключевые слова**



## Начальная зависимость газового фактора при растворенном газе от глубины

**RSVD nreg**

$d1\ Rs1\ /$

## Начальная зависимость нефтегазового отношения от глубины

**RVVD nreg**

$d1\ Rv1\ /$



**Секция INIT**  
**Задание начальной насыщенности. EQUI.**

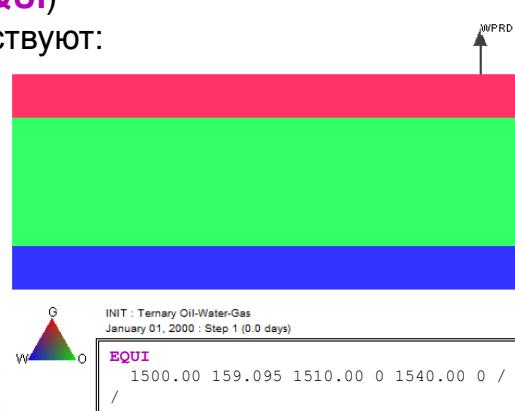


1. Расчет куба начальной насыщенности производится на основе заданных таблиц фазовых проницаемостей и заданных глубин контактов и капиллярных давлений (ключевое слово **EQUI**)

а) Данные о капиллярных давлениях отсутствуют:

KRWO			/
0.2	0	1	/
0.3	0	0.62974	/
0.35	0.00211	0.48506	/
0.4	0.00666	0.36443	/
0.45	0.01627	0.26567	/
0.5	0.03374	0.18659	/
0.55	0.0625	0.125	/
0.6	0.10662	0.07872	/
0.65	0.17079	0.04555	/
0.7	0.26031	0.02332	/
0.75	0.38112	0.00984	/
0.8	0.53978	0.00292	/
0.9	1	0	/
1	1	0	/
/			

KRGO			/
0	0	1	/
0.1	0.00195	0.66992	/
0.15	0.00659	0.53638	/
0.2	0.01562	0.42188	/
0.25	0.03052	0.32495	/
0.3	0.05273	0.24414	/
0.35	0.08374	0.17798	/
0.4	0.125	0.125	/
0.45	0.17798	0.08374	/
0.5	0.24414	0.05273	/
0.55	0.32495	0.03052	/
0.6	0.42187	0.01562	/
0.65	0.53638	0.00659	/
0.7	0.66992	0.00195	/
0.8	1	0	/
/			



В результате между фазами наблюдается резкая граница. Ниже ВНК  $S_W=100\%$ , в интервале от ВНК до ГНК  $S_W=SWL=0.2$ ,  $S_O=1-SWL=0.8$ . Выше ГНК  $S_W=SWL=0.2$ ,  $S_G=SGU=0.8$



## Секция INIT

## Задание начальной насыщенности. EQUI.

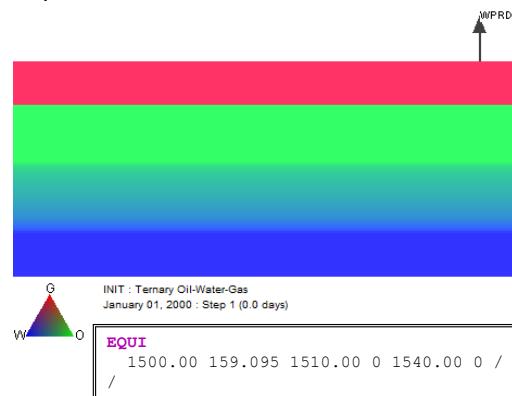

  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

1. Расчет куба начальной насыщенности производится на основе заданных таблиц фазовых проницаемостей и заданных глубин контактов и капиллярных давлений (ключевое слово EQUI)

б) Есть данные о капиллярных давлениях:

KRWO
0.2 0 1 0.7 /
0.3 0 0.62974 0.68 /
0.35 0.00211 0.48506 0.65 /
0.4 0.00666 0.36443 0.6 /
0.45 0.01627 0.26567 0.51 /
0.5 0.03374 0.18659 0.39 /
0.55 0.0625 0.125 0.3 /
0.6 0.10662 0.07872 0.22 /
0.65 0.17079 0.04555 0.15 /
0.7 0.26031 0.02332 0.11 /
0.75 0.38112 0.00984 0.08 /
0.8 0.53978 0.00292 0.05 /
0.9 1 0 0.02 /
1 1 0 0 /
/

KRGO
0 0 1 /
0.1 0.00195 0.66992 /
0.15 0.00659 0.53638 /
0.2 0.01562 0.42188 /
0.25 0.03052 0.32495 /
0.3 0.05273 0.24414 /
0.35 0.08374 0.17798 /
0.4 0.125 0.125 /
0.45 0.17798 0.08374 /
0.5 0.24414 0.05273 /
0.55 0.32495 0.03052 /
0.6 0.42187 0.01562 /
0.65 0.53638 0.00659 /
0.7 0.66992 0.00195 /
0.8 1 0 /



В результате между нефтью и водой появляется переходная зона; между газом и нефтью – резкая граница. Ниже ВНК  $S_W=100\%$ , в интервале от ВНК до ГНК после окончания переходной зоны

$S_W=SWL=0.2$ ,  $S_O=1-SWL=0.8$ . Выше ГНК  $S_W=SWL=0.2$ ,  $S_G=SGU=0.8$



143

## Секция INIT

### Задание начальной насыщенности. EQUI.

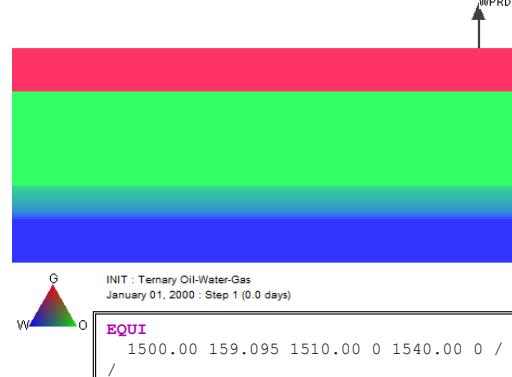

  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

1. Расчет куба начальной насыщенности производится на основе заданных таблиц фазовых проницаемостей и заданных глубин контактов и капиллярных давлений (ключевое слово EQUI)

б) Есть данные о капиллярных давлениях:

KRWO
0.2 0 1 0.35 /
0.3 0 0.62974 0.34 /
0.35 0.00211 0.48506 0.325 /
0.4 0.00666 0.36443 0.3 /
0.45 0.01627 0.26567 0.255 /
0.5 0.03374 0.18659 0.195 /
0.55 0.0625 0.125 0.15 /
0.6 0.10662 0.07872 0.11 /
0.65 0.17079 0.04555 0.075 /
0.7 0.26031 0.02332 0.055 /
0.75 0.38112 0.00984 0.04 /
0.8 0.53978 0.00292 0.025 /
0.9 1 0 0.01 /
1 1 0 0 /
/

KRGO
0 0 1 /
0.1 0.00195 0.66992 /
0.15 0.00659 0.53638 /
0.2 0.01562 0.42188 /
0.25 0.03052 0.32495 /
0.3 0.05273 0.24414 /
0.35 0.08374 0.17798 /
0.4 0.125 0.125 /
0.45 0.17798 0.08374 /
0.5 0.24414 0.05273 /
0.55 0.32495 0.03052 /
0.6 0.42187 0.01562 /
0.65 0.53638 0.00659 /
0.7 0.66992 0.00195 /
0.8 1 0 /



Величина переходной зоны зависит от величины капиллярных давлений. Ниже ВНК  $S_W=100\%$ , в интервале от ВНК до ГНК после окончания переходной зоны  $S_W=SWL=0.2$ ,  $S_O=1-SWL=0.8$ .

Выше ГНК  $S_W=SWL=0.2$ ,  $S_G=SGU=0.8$



144

## Секция INIT

## Задание начальной насыщенности. EQUI.

  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

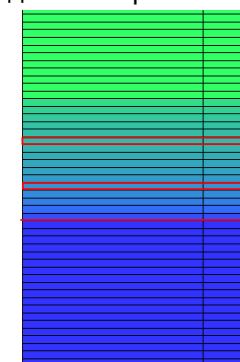
1. Расчет куба начальной насыщенности производится на основе заданных таблиц фазовых проницаемостей и заданных глубин контактов и капиллярных давлений (ключевое слово EQUI)

## Расчет насыщенности в переходной зоне

Если  $P_c=0$  на глубине ВНК (EQUI) то задан уровень зеркала свободной воды (FWL).

EQUI	1500.00	159.095	1510.00	0	<u>1540.00</u>	0 /
/						
					FWL	

Расчет капиллярных давлений между фазами в каждой ячейке производится на основании данных о разности плотностей данных фаз и высоты над зеркалом свободной воды:



$$P_c = (1047 - 614.2) \cdot 9.8 \times \\ \times (1540 - 1534.75) \cdot 10^{-5} = 0.2227 \text{ bar}$$

При  $P_c=0.2227$   $S_w=0.477$

$$P_c = (1047 - 614.3) \cdot 9.8 \times \\ \times (1540 - 1537.75) \cdot 10^{-5} = 0.0954 \text{ bar}$$

При  $P_c=0.0954$   $S_w=0.621$



G INIT : Ternary Oil-Water-Gas  
January 01, 2000 : Step 1 (0.0 days)

MODELING

SIMULATION

WELL &amp; COMPLETION

PRODUCTION &amp; PROCESS

145

## Секция INIT

### Задание начальной насыщенности. EQUI.

  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

2. Распределение начальной насыщенности задается напрямую (SWAT, SGAS). Однако, на основании заданных ФОФП, глубин контактов и капиллярных давлений (EQUI) Tempest получает свое представление о начальном равновесном распределении насыщенности, которое может отличаться от заданной кубами. Для уравновешивания начального состояния производится изменение капиллярных давлений в ячейках.

## Изменение капиллярных давлений

Сдвигка (PCSH)

Масштабирование (PCSC)

INTERPRETATION

MODELING

SIMULATION

WELL &amp; COMPLETION

PRODUCTION &amp; PROCESS

146

## Секция INIT

## Сдвигка капиллярных давлений



**Настройка сдвигки капиллярных давлений:**  
**PCSH {MIN LIMI FULL OFF}**

**Настройка масштабирования капиллярных давлений:**  
**PCSC {MIN LIMI FULL OFF}**

**MIN** – добавляет минимальные сдвиги для ячеек, содержащих 2 подвижные фазы.

**LIMI** – сдвиги  $P_{cog}$  считаются только для ячеек ниже ГНК, заданного в ключевом слове **EQUI**. Сдвиги  $P_{cow}$  считаются только для ячеек выше ВНК, заданного в ключевом слове **EQUI**.

**FULL** – Сдвигает капиллярные давления во всех ячейках пласта таким образом, чтобы все фазы лежали на кривых их гидростатических давлений

**OFF** – запрет сдвига капиллярных давлений.

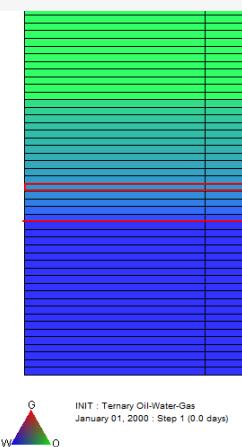


147

**Секция INIT**  
**Задание начальной насыщенности. EQUI.**

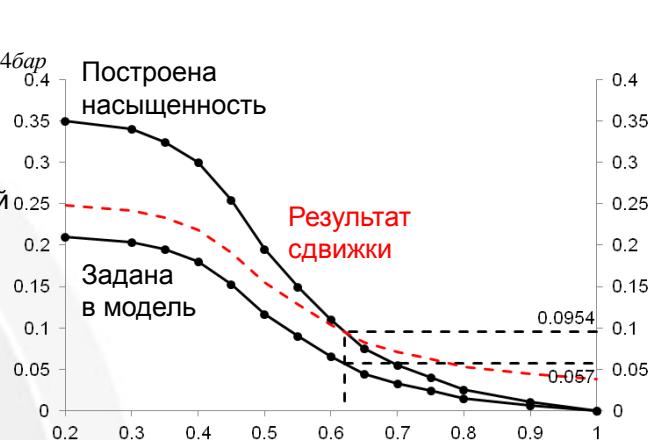


**Расчет сдвигки капиллярных давлений**



$$P_c = (1047 - 614.3) \cdot 9.8 \times \\ \times (1540 - 1537.75) \cdot 10^{-5} = 0.0954 \text{ бар}$$

Для этой ячейки:  
 $P_c = 0.095$   
 $S_w = 0.621$   
 Однако, по заданной  
 функции  $P_c$  при  
 $S_w = 0.621$   
 $P_c = 0.057$



При использовании сдвигки капиллярных давлений для данной ячейки произведется сдвигка кривой на значение  $\Delta P_c = 0.095 - 0.057 = 0.038$  бар

Такая сдвигка производится для **всех ячеек**, затрагиваемых сдвигкой (см. слайд про **PCSH**)



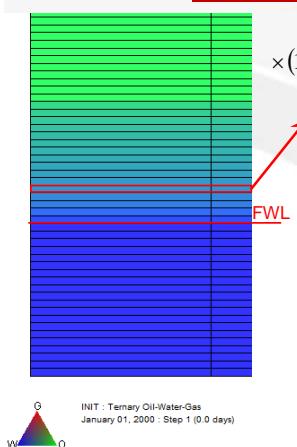
148

## Секция INIT

### Задание начальной насыщенности. EQUI.

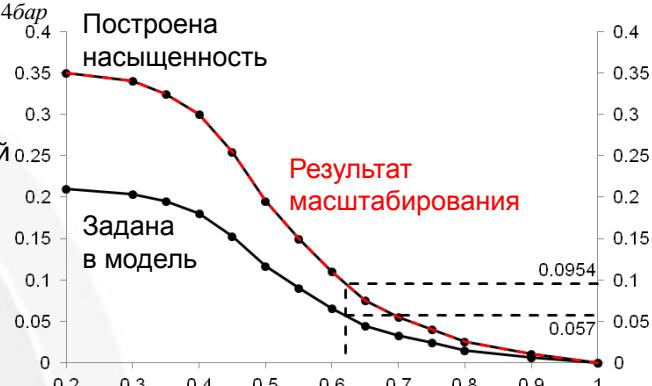


#### Расчет масштабирования капиллярных давлений



$$P_c = (1047 - 614.3) \cdot 9.8 \times \\ \times (1540 - 1537.75) \cdot 10^{-5} = 0.0954 \text{ bar}$$

Для этой ячейки:  
 $P_c = 0.095$   
 $S_w = 0.621$   
 Однако, по заданной функции  $P_c$  при  
 $S_w = 0.621$   
 $P_c = 0.057$



При использовании масштабирования капиллярных давлений для данной ячейки значения капиллярных давлений будут умножены на значение  $mP_c = 0.095 / 0.057 = 1.667$

Изменение значений капиллярных давления производится для всех ячеек, затрагиваемых масштабированием (см. слайд про PCSC).

В данном примере исходные кривые были построены умножением всех значений на константу



149

## Секция INIT

### Водоносные горизонты



#### Модель водоносной области Картера-Трейси

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

- name – название водонапорного горизонта
- depth – глубина водонапорного горизонта
- perm – проницаемость
- poro – пористость
- compr – сжимаемость породы вместе с водой
- radius – внутренний радиус водонапорного горизонта
- θ – Угловое простиранье водонапорного горизонта
- h – высота водонапорного горизонта
- Pinit – начальное давление водонапорного горизонта
- viscw – вязкость воды
- EQUI – функция равновесия водонапорного горизонта
- NOBA – функция отключения потока воды из пласта в водонапорный горизонт

#### Пример:

```
AQCT AQ1 3390 200 0.3 0.00005 10000 360 150 1* 0.39 EQUI /
```



150

## Секция INIT Водоносные горизонты



### Модель водоносной области Фетковича

**AQFE** name depth volume compr PI Pinit [EQUI] [NOBAck]

name – название водонапорного горизонта

depth – глубина водонапорного горизонта

volume – объем воды, находящийся в аквифере

compr – сжимаемость породы вместе с водой

PI – продуктивность аквифера

Pinit – начальное давление водонапорного горизонта

EQUI – функция равновесия водонапорного горизонта

NOBA – функция отключения потока воды из пласта в водонапорный горизонт

### Пример:

```
AQFE AQ1 3390 10000000 0.00005 200 1* EQUI /
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

151

## Секция INIT Водоносные горизонты



### Подключение водоносного горизонта к заданному участку модели

**AQCO** name ixl ixu iyl iyu izl izu FACE

FACE – грань ячеек (X-, X+, Y-, Y+, Z-, Z+)

### Пример:

```
AQCT AQ1 3390 200 0.3 0.00005 10000 360 150 1* 0.39 EQUI /
AQCO AQ1 4* 17 17 Z- /
```

### Подключение водоносного горизонта к заданной глубине (в секции GRID!!!)

**AQCD** name depth nreg

### Пример:

```
AQCD AQ1 2100 /
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

152

## Секция INIT



## Пример секции INIT

```

INIT EQUI
-----
--* Dref(m) Pref(barsa) GOC(m) Pcg0(bar) OWC(m) Pcow(bar)
EQUI
    1500.00 160    2* 1660.00 0.00000 /
/
-- Temp(C) PSat(barsa)
CONS 1
    121.111 0.00000 /

INCLUDE
'Sw.inc'

PCSH MIN

```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

153

## Упражнение 7.

### Задание начального состояния пласта



Инициализация равновесная.

Водонефтяной контакт на глубине 1784 м, газовой шапки нет.

Начальное давление – 194 бара на глубине 1784 м.

Зависимость давления насыщения от глубины →

Глубина, м	Psat, бар
1573	35
1673	41
1773	49
1784	50
1873	41
1973	35
2007	33

Задайте водонапорный горизонт (аквифер) на глубине 2100 м. Высота аквифера равна 400 м, радиус – 6 км, проницаемость и пористость соответственно 30 мД и 0,2, сжимаемость – 0,00005, вязкость воды – 0,4. Аквифер должен находиться в равновесии с начальным пластовым давлением. Подключить аквифер необходимо по глубине.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

154

## Упражнение 7.

### Задание начального состояния пласта



Запустить модель на расчет.

Проанализировать начальное состояние модели с применением средств Tempest View.

Задать начальную насыщенность при помощи имеющегося файла Soil.txt.

Снова запустить модель на расчет, задав выдачу результатов в другие файлы.

Сравнить полученные результаты между собой.



## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными



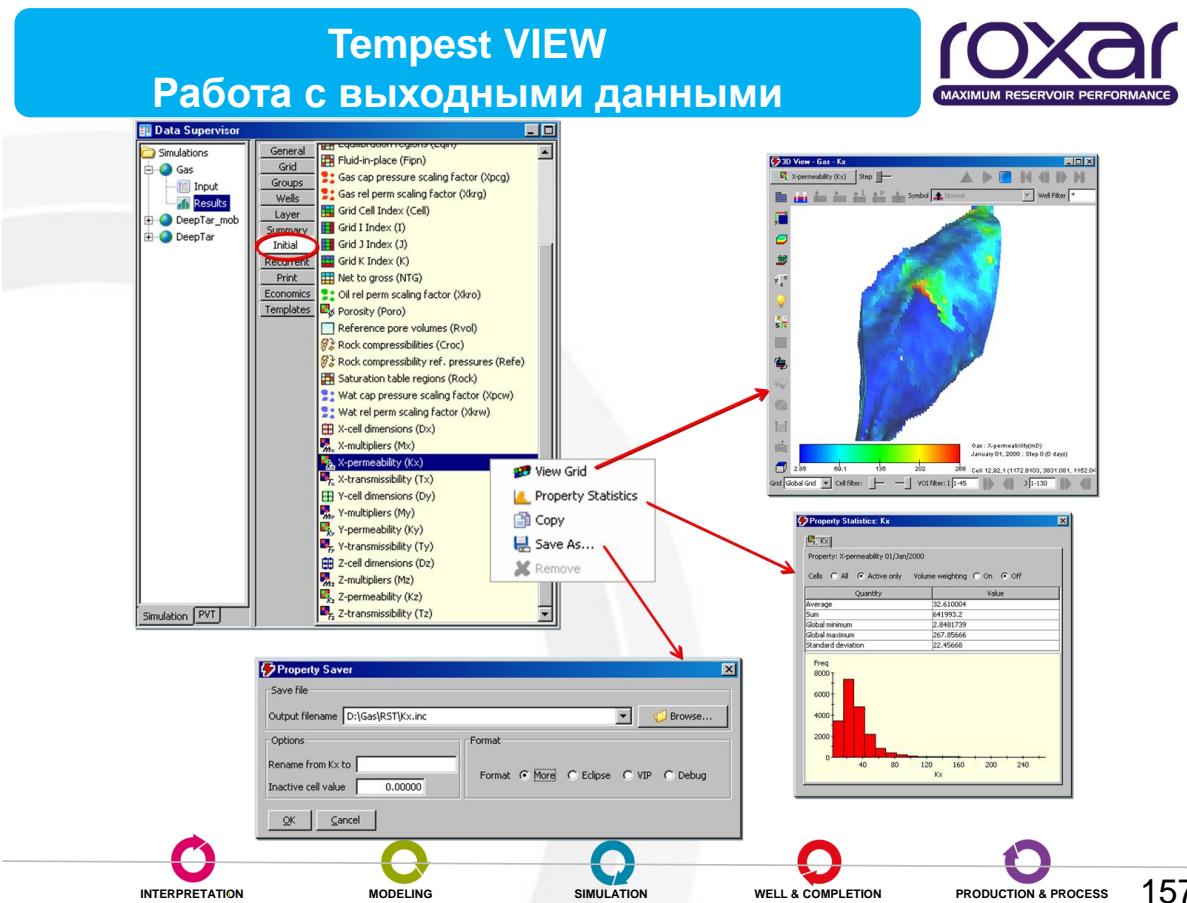
General	Property	Value
Aquifers	WATER	
Case	Mixed	
Coarsened Status	Uncoarsened	
Components	[GAS, WATER]	
Eclipse output files written	No	
Initial File	D:\Gas\RST\Gas.mis	
File Datestamp	July 10, 2009 4:34:05 PM MSD	
Gas surface density	0.70320 kg/m3	
Horiz. Flow	5 pt block	
Injector streams	gas, wat	
Name	Gas	
Number of aquifers	1	
Number of wells	21	
Oil surface density	0.69387 kg/m3	
Output file location	D:\Gas\Gas.out	
Output file type	Binary	
Phases	gas, water	
Producer streams	oil, gas, wat	
Restart Run	No	
Simulation date	January 1, 2000	
Simulation type	Black Oil	
Simulator revision date	19 Jun 2009	
Simulator version	2.0	

**Вкладка General**  
**Основные сведения о гидродинамической модели**

Grid	Property	Value
Centre	Not available until grid displayed	
Coord System	UTM	
Inactive geometry available	Yes	
Name	Global Grid	
Num LGRs	0	
Num active cells	Not available until grid displayed	
Num cells	678600	
Origin	Not available until grid displayed	
Output grid dimensions	45 130 116	
Size	Not available until grid displayed	
Structure	Corner point	

**Вкладка Grid**  
**Информация о сетке**





**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Секция RECU

Управление выдачей отчетов. Работа со скважинами



## Секция RECU



### Заголовок секции RECU

**Пример:**

RECU  
PRIN TRACK

### Вывод данных в out-файл:

**PRIN {NONE ALL TRACK}**

- |       |   |
|-------|---|
| NONE  | - данные секции <b>RECU</b> не будут выведены                 |
| ALL   | - все данные секции будут выведены в out-файл                 |
| TRACK | - в out-файл будет выведена информация по траекториям скважин |



159

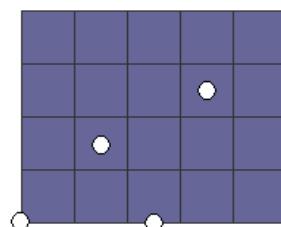
## Секция RECU Ключевые слова



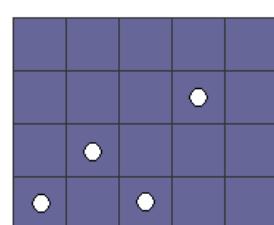
### WCOR {ON OFF YES NO}

Устанавливает поправку при расчете сообщаемости скважина-пласт для скважин, расположенных на границе или в углу сетки. Эта поправка вводится по умолчанию в MORE. В общих случаях использование WCOR OFF рекомендуется, кроме случаев когда моделируется отдельный элемент модели.

Если задана траектория скважины, то известно точное местоположение её ствола и поправка вносится только для скважин, которые проходят по рёбрам или граням крайних ячеек.



With corner correction



Without corner correction



160

## **Секция RECU**

### **Выдача отчетов по скважинам**

**roXar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Контроль выдачи отчетов показателей скважин и групп скважин

**RATE** *tprinc {DAY MONT YEAR} {EXACT} {packages}* ...

... {CRAT} {LRAT} {COMP} {END}

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

**DAY** – *tprintc* задан в днях.

**MONT** = *tprint* задан в месяцах

**YEAR** – *транс* задан в годах

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

**СВАТ** – Выдача лебитов и накопленной добычи скважин по перфорациям.

– выдача дебитов и накопленной добычи скважин по перфорации;

LRAT – выдача действий и накопленной  
СОМВ – скимать выходные \* .rat файлы

СОМР – сжимать выходные .таг-файлы  
END – вывести результаты по скважинам на последнюю дату в дополнение ко всем остальным

всем остальным  
пакетов STAT FIELD CROW WELL BRAN SLIM CBOS OIL ITER

packages – STAT, FIELD, GROU, WELL, BRAN, SLIM, GROS, OIL, ITER, PPE, NETW, SISTEM, TANKS, STAB, SORPT, SWELL, THERM, VISCOSITY, VISCOT.

RRF, NEW – пакеты показателей, позволяющие посмотреть дополнительные параметры по скважинам и группам скважин (набор параметров, входящих в эти пакеты приведен в User Guide)



## **Секция RECU**

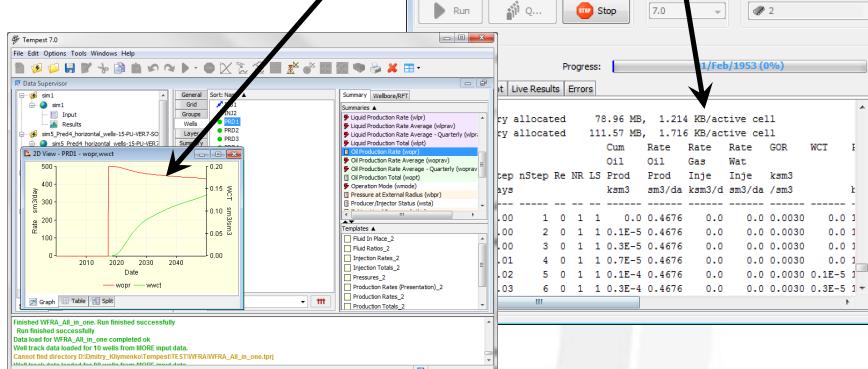
### **Выдача отчетов по скважинам**

**roXar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Частота вывода данных

**FREQ** *nstdout naltout ngtotal /*

*nstdout* - в стандартный модуль вывода  
*naltnout* - в альтернативный модуль вывода  
*ngtotal* - в \*.rat файлу



### Пример:

**RATE** 1 MONT EXACT  
**FREQ** 0 0 1 /



**Секция RECU****Выдача отчетов по динамич. массивам****Вывод динамических массивов**

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

*time1 time2 ... /*

DAYS MONT YEAR DATE – размерность времени

EQUA – задание интервала выдачи одним числом

END – запись результатов расчета на последнюю дату

**Пример:**

**ARRA** YEAR

1 2 3 4 /

**ARRA** YEAR EQUA

1 /

**Вывод основных динамических массивов**

**GENE** {REST} {FLIP} {AQUI} {CPU} {CMPL} ...

Задание выдачи данных по основным динамическим массивам. После

ключевого слова **GENE** следует перечень необходимых параметров.

Полный список приведен в User Guide.

**Выдача текущих запасов и таблиц****материального баланса**

**FLIP** regionname1 regionname2 ...



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

163

**Пример:**

**GENE** REST FLIP CMPL

**Секция RECU****Выдача отчетов по динамич. массивам****Вывод дополнительных 3D массивов**

**STOR** {viso} {kro} {mobg} {pcgs} {pcws}...

Задание выдачи для визуализации дополнительных динамических

массивов. После ключевого слова **STOR** следует перечень необходимых параметров. Полный список приведен в User Guide.

**Пример:**

**STOR** fvfo mobo mobg viso kro



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

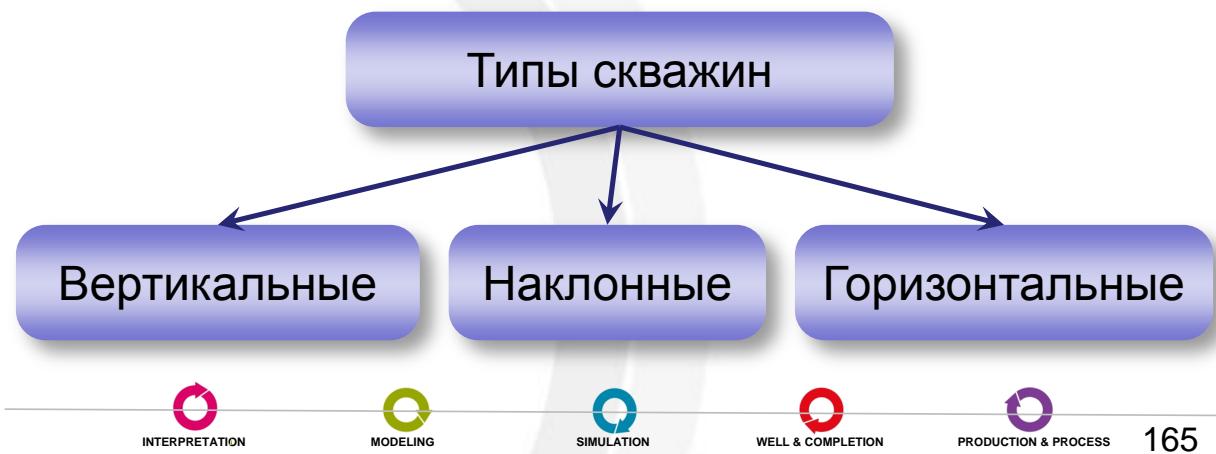
164

**Секция RECU**  
Работа со скважинами



**Для задания скважин в Tempest необходимо выполнить следующее:**

- Задать траекторию
- Задать перфорацию
- Описать технологический режим их работы



**Секция RECU**  
Работа со скважинами



**Способы описания траекторий скважин в Tempest MORE**



## Секция RECU Работа со скважинами



Для описания режимов работы скважин и дополнительных ограничений возможно использование так называемого старого формата (ключевое слово **WELL** и его подключевые слова) или формата событий (начиная с версии 6.6).



## Секция RECU Задание траектории скважин



### Задание траектории скважин по блокам сетки

**CIJK** | J K1 K2 r mult skin ccf kh DIR LGR

где:

I,J - координаты ячейки

K1, K2 - с какого по какой слой делается вскрытие

r - радиус скважины

mult - множитель сообщаемости скважина-пласт

skin - скрин-фактор

ccf – коэффициент

сообщаемости

скважина-пласт

kh - проницаемость\*

\*толщину

DIR – направление

вскрытия

(X,Y,Z,FX,FY)

### Пример:

ETAB
PROD1
01.01.2000 <b>CIJK</b> 2 2 3 3 0.1524 1 0 2* DIR Y
01.01.2000 <b>CIJK</b> 2 3 3 3 0.1524 1 0 2* DIR Y
01.01.2000 <b>CIJK</b> 2 4 3 3 0.1524 1 0 2* DIR Y
ENDE

LGR - имя локальной сетки (если скважина задается в координатах локальной сетки).



## Секция RECU

### Задание траектории скважин



#### Задание траектории скважин в географических координатах

**TFIL** {NORO} - подключение файла с траекториями  
*'path/filename'*

**TTAB** {NORO} - задание траекторий  
**wellname** непосредственно в dat-файле

X1	Y1	Z1	MD1
X2	Y2	Z2	MD2
...	...	...	...

**ENDT**

NORO – опция. Позволяет не менять координаты скважин при перемещении и повороте сетки (секция **GRID**, ключевое слово **ROTA**)



169

```
welltrack.dat — Блокнот
Файл Правка Формат Вид Справка
-- Depth Ref. : Vertical datum (e.g. MSL)
-- Position Ref. : Cartographic (e.g. UTM)
-- Depth unit : [m]
-- Position Unit : [m]
-- Type : Actual Trajectory
-- RKB Elevation : 102.550000
1579
707534.428 945925.514 2516.920 2800.000
707536.688 945923.213 2556.790 2840.000
707538.828 945921.037 2596.673 2880.000
707538.879 945920.984 2597.671 2881.000
707540.905 945918.923 2636.563 2920.000
707542.922 945916.871 2676.460 2960.000
707544.318 945915.401 2706.391 2990.000
707544.407 945915.305 2708.387 2992.000
707544.452 945915.257 2709.385 2993.000
707544.496 945915.209 2710.383 2994.000 ;
-----+
-- Depth Ref. : Vertical datum (e.g. MSL)
-- Position Ref. : Cartographic (e.g. UTM)
-- Depth unit : [m]
-- Position Unit : [m]
-- Type : Actual Trajectory
-- RKB Elevation : 104.620000
1580
705930.542 946792.989 2502.239 2780.000
705931.333 946795.574 2542.148 2820.000
705932.021 946797.826 2582.078 2860.000
705934.253 946805.125 2721.870 3000.000 ;
```

## Секция RECU

### Задание траектории скважин



#### Задание траектории скважин в географических координатах

Использование ключевого слова Eclipse:  
**WELLTRACK** '*wellname*'

X1	Y1	Z1	MD1
X2	Y2	Z2	MD2
...	...	...	...

```
welltrack.dat — Блокнот
Файл Правка Формат Вид Справка
-- Depth Ref. : Vertical datum (e.g. MSL)
-- Position Ref. : Cartographic (e.g. UTM)
-- Depth unit : [m]
-- Position Unit : [m]
-- Type : Actual trajectory
-- RKB Elevation : 113.130000
welltrack '1588'
706984.714 946799.607 2505.156 2680.000
706986.125 946800.864 2545.106 2720.000
706986.737 946802.866 2585.052 2760.000
706987.349 946804.868 2624.997 2800.000
706987.935 946806.786 2664.946 2840.000
706988.216 946807.704 2684.923 2860.000 ;
-----+
-- Depth Ref. : Vertical datum (e.g. MSL)
-- Position Ref. : Cartographic (e.g. UTM)
-- Depth unit : [m]
-- Position Unit : [m]
-- Type : Actual trajectory
-- RKB Elevation : 105.930000
welltrack '2571'
707013.379 946153.696 2521.389 2680.000
707012.482 946152.627 2561.365 2720.000
707011.641 946151.624 2601.343 2760.000
707010.855 946150.688 2641.325 2800.000
707010.070 946149.752 2681.306 2840.000
707010.034 946149.709 2683.305 2842.000
707010.000 946149.669 2685.305 2844.000
707009.966 946149.629 2687.304 2846.000 ;
```



170

## Секция RECU

### Задание траектории скважин



Различные способы задания скважин в географических координатах:

#### TTAB

--X	Y	Z
<b>PROD</b>		
1741	1000.00	1565.91
1741	1085.17	1584.81
1741	1171.66	1596.19
1741	1258.82	1600
1741	1758.82	1600
1741	2258.82	1600

#### ENDT

#### TFIL

'wells.inc'

#### INCLUDE

'wells.inc'

wells - Блокнот			
Файл	Правка	Формат	Вид
PROD			
1741	1000.00	1565.91	
1741	1085.17	1584.81	
1741	1171.66	1596.19	
1741	1258.82	1600	
1741	1758.82	1600	
1741	2258.82	1600	

wells - Блокнот			
Файл	Правка	Формат	Вид
WELLTRACK PROD			
1741	1000.00	1565.91	
1741	1085.17	1584.81	
1741	1171.66	1596.19	
1741	1258.82	1600	
1741	1758.82	1600	
1741	2258.82	1600	



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

171

## Секция RECU

### Описание событий



Формат событий:

**EFOR** {WELL} '*dateFormat*' {MDL} {MDU} {RAD} {DIAM} {SKIN} {MULT}

**WELL** – опциональный аргумент. Означает, что имя скважины будет указано в каждой строке.

**MDL** – глубина верхней отметки перфорации

**MDU** – глубина нижней отметки перфорации

**RAD** – радиус скважины

**DIAM** – 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



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

172

## Секция RECU

### Описание событий



**Единицы измерения событий:**

**EUNI**    *depthUnit*    *radiusUnit*

	<b>FIELD</b>	<b>METRIC</b>
<i>depthUnit</i>	- FEET	METRES
<i>radiusUnit</i>	- FEET или INCHES	METRES или CMS

**Выбор шага по времени в соответствии с событиями**  
**EVENTS EXACT**

**ETAB**

...    ...    ...    Границы таблиц с событиями

**ENDE**

**Подключение файла с событиями**

**EFIL**

*'path/filename'*

Конец файла это конец таблицы с событиями. Аналог **INCLUDE**



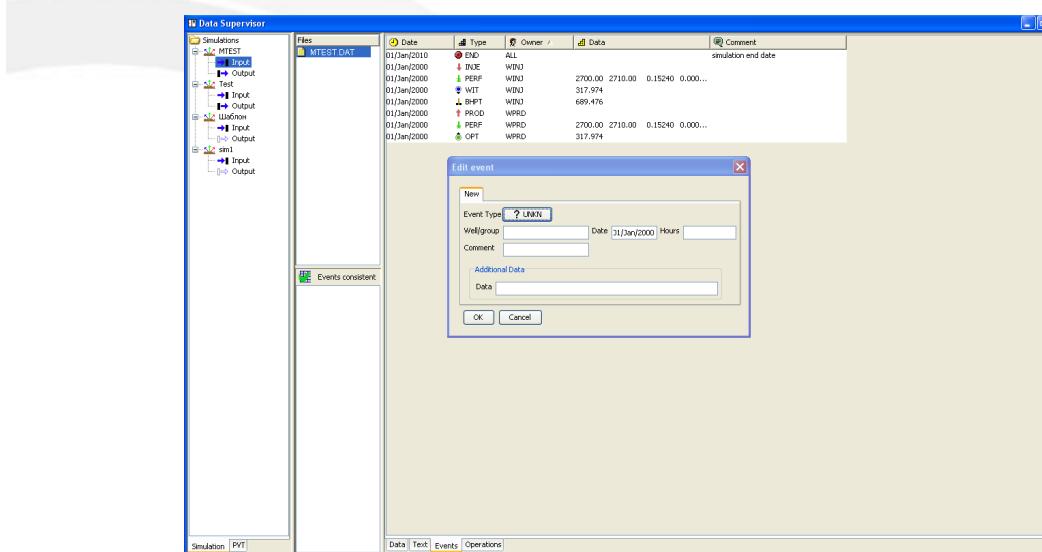
173

## Tempest VIEW

### Описание событий



Новые события можно добавлять через окно Events



174

## Секция RECU События



**Общий формат записи событий:**

*wellname date EVENT options*

или (в зависимости от формата **EFOR**)

*wellname  
date EVENT options*

Формат даты указывается в **EFOR**. Опции варьируются в зависимости от событий.

### Пример:

```
EFOR WELL 'DD.MM.YYYY' MDL MDU RAD SKIN MULT
ETAB
WPRD 01.01.2012 PERF 1500 1520 0.07 0 1
WPRD 01.01.2012 PERF 1530 1550 0.07 0 1
ENDE
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

175

## Секция RECU События. Работа с перфорацией



### Задание интервалов перфорации

#### **PERF**

После события необходимо ввести набор аргументов, указанных в **EFOR**. Единственное событие, в котором перечень и порядок аргументов жестко не регламентированы.

Для задания нескольких интервалов задается несколько событий **PERF**.

### Пример:

```
EFOR 'DD/MMM/YYYY' MDL MDU RAD SKIN MULT
ETAB
WPRD
01/Jan/2012 PERF 1500 1520 0.07 0 1
01/Jun/2012 PERF 1530 1550 0.07 0 1
ENDE
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

176

## Секция RECU

### События. Работа с перфорацией



#### Перекрытие интервалов перфорации SQUE

После события необходимо ввести интервал перекрытия.

##### Пример:

```
EFOR 'DD/MMM/YYYY' MDL MDU RAD SKIN MULT
ETAB
WPRD
01/Jan/2012 PERF 1500 1520 0.07 0 1
01/Jun/2015 SQUE 1500 1520
ENDE
```

Аналогичный эффект дает событие **PERF** с опцией CLOSE:

##### Пример:

```
WPRD 01/Jan/2015 PERF 1500 1520 3* CLOSE
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

177

## Секция RECU

### Расчет сообщаемости скважина-пласт



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

где:

$\theta$  –  $\pi/2$ ,  $\pi$  или  $2\pi$  для скважин, расположенных соответственно в углу, на границе или в центре блока прямоугольной сетки.

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

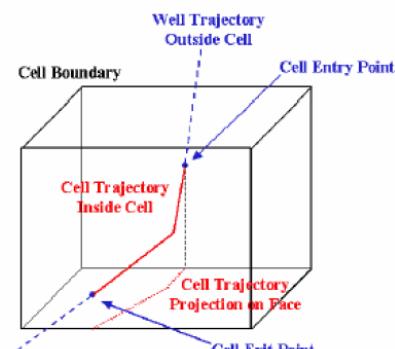
$h_l$  – мощность интервала перфорации в блоке  $l$ .

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

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

$r_w$  – радиус скважины.

$S_l$  – скрин-фактор в блоке  $l$ .



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

178

## Секция RECU Расчет дебита скважины



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

где:

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

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

$WI_l$  – сообщаемость скважина-пласт в блоке I

$p_l$  – давление в блоке I, приведенное к глубине приведения забойного давления (DATUM)

$p_{bh}$  – забойное давление в скважине, приведенное к глубине приведения забойного давления (DATUM)



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

179

## Секция RECU События. Задание ограничений



### Ограничения по скважинам и группам

#### Стандартные ограничения

- Дебиты
- Приемистости
- Давления

#### Дополнительные ограничения

Экономические ограничения по скважинам и группам скважин



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

180

## Секция RECU

### События. Описание скважин



#### Открытие и закрытие скважин

Событие	Описание	Аргументы	Опции
PROD	Запуск скважины в работу как добывающей		
INJE	Запуск скважины в работу как нагнетательной	Нет	AFTER
SHUT	Ликвидация скважины		
STOP	Консервация скважины		

AFTER – задание срабатывания события через заданный временной интервал от даты запуска скважины в работу.

#### Пример:

```
EFOR 'dd.mm.yyyy' MDL MDU RAD SKIN MULT
ETAB
W_P1
01.01.2000 PROD
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

181

## Секция RECU

### События. Стандартные ограничения



#### Ограничения по давлению

Событие	Описание	Аргументы	Опции
BHPT	Забойное давление		
THPT	Устьевое давление	Значение давления	
DRAW	Депрессия (только для добывающих скважин)	Значение депрессии	OFF, AFTER

OFF – прекращение действия данного ограничения

#### Пример:

```
EFOR 'dd.mm.yyyy' MDL MDU RAD SKIN MULT
ETAB
W_P1
01.01.2000 PROD
01.01.2000 PERF 1524 1828 0.1524 0 1
01.01.2000 BHPT 105
```

Забойное давление на скважине не опустится ниже 105 бар.  
Для нагнетательных скважин ограничение по давлению – верхний предел.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

182

## Секция RECU

### События. Стандартные ограничения



#### Ограничения на добычу флюида

Событие	Описание	Аргументы	Опции
OPT	Дебит нефти	Значение дебита (верхний предел)	OFF, AFTER
GPT	Дебит газа		
WPT	Дебит воды		
LPT	Дебит жидкости		
VPT	Дебит флюида в пластовых условиях		

#### Пример:

```
EFOR WELL 'dd/mmm/yyyy'
ETAB
123 01/Jan/2000 PROD LPT 200 BHPT 75
```

Дебит жидкости не превысит 200 м<sup>3</sup>/сут



183

## Секция RECU

### События. Стандартные ограничения



#### Ограничения на закачку флюида

Событие	Описание	Аргументы	Опции
OIT	Приемистость по нефти	Значение приемистости (верхний предел)	OFF, AFTER, SECOND
GIT	Приемистость по газу		
WIT	Приемистость по воде		
SIT	Приемистость по пару		
WVIT	Приемистость по воде в пластовых условиях		
GVIT	Приемистость по газу в пластовых условиях		
SVIT	Приемистость по пару в пластовых условиях		

#### Пример:

```
EFOR WELL 'dd/mmm/yyyy'
ETAB
123 01/Jan/2000 INJE WIT 200 BHPT 300
```

SECOND – задание ограничений для второго агента при водогазовом воздействии



184

## Секция RECU

## События. Стандартные ограничения



**Ограничения первого порядка** – ограничения по давлению

**Ограничения второго порядка** – ограничения по дебиту

## WPRD

01/Jan/2000 **PROD**

01/Jan/2000 **PERF** 1524 1534 0.1524 0 1

01/Jan/2000 **OPT** 200 --Дебит нефти не более 200 м<sup>3</sup>/сут

01/Jan/2000 **WBPT** 75 --Забойное давление не менее 75 бар



185  
PRODUCTION & PROCESS

## Секция RECU

## События. Дополнительные ограничения



Задание условий при которых экономически невыгодно эксплуатировать скважину.

**Ограничения на добывающие / нагнетательные скважины**

**PLIM / ILIM**

PLIM/ ILIM	ограничение	значение ограничения	действие	мин./макс. значение ограничения

Пример:

**EFOR well 'dd.mm.yyyy'**  
13-F 01.01.2010 **PLIM OIL 10 SHUT MIN**



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

186

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



#### Типы ограничений

Тип ограничения	Описание	Примечание
OIL	Дебит нефти	
GAS	Дебит газа	
WAT	Дебит воды	
LIQ	Дебит жидкости	Только для добывающих скважин
BHP	Забойное давление	
THP	Устьевое давление	
RESV	Компенсация в пластовых условиях	
GOR	Газо-нефтяное отношение	
OGR	Нефте-газовое отношение	
WCT	Обводненность	
WOR	Водо-нефтяное отношение	
GWR	Газо-водяное отношение	
WGR	Водо-газовое отношение	



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

187

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



#### Варианты действий

Действие	Описание	Опции
WORK	Проведение ГТМ	TOP, BOT, WORS
STOP	Остановка расчета	
REDE	Переопределение ограничений по работе скважин	
CONV	Перевод добывающей скважины под закачку	
SHUT	Закрытие скважины	
CUTB	Сократить добычу/закачку на FACTOR	
BOOST	Увеличить добычу/закачку на FACTOR	

#### Пример:

```
EFOR well 'dd.mm.yyyy'
WPRD 01.01.2010 PLIM WCT 0.8 WORK WORS
```

#### Пример:

```
EFOR well 'dd.mm.yyyy'
WPRD 01.01.2010 PLIM WCT 0.8 REDE
WPRD 01.01.2010 REDE oil 2000 50 bhp
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

188

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



**События по скважинам во вкладке Events**

The screenshot shows the 'Edit event' dialog box on the left and the 'Events' tab content on the right. The 'Well target' section is highlighted with a red box and has a red arrow pointing to it from the 'Event Type' section of the dialog.

**Event Type**

- Well/group/pipe: ? UNKN Date: 01.01.2000 Hours:
- Comment: Additional Data: Data [ ]
- Event Type: Perforation (PERF, SQ, CIJK, OPEN)
- Well mode: SHUT, STOP, PROD, INJE, XFLQ, CONV
- Well target: BHPT, THPT, OPT, GPT, WPT, LPT, VPT, OIT, GIT, WIT, SIT, GVIT, WVIT, SVIT, PLIM, ILIM, WUGR, CWAG, OTARG, GTARG, WTARG, LTARG, VTARG
- Well history: HOIL, HGAS, HWAT, HLIQ, HRES, HBHP, HTHP, HWEF
- Well specification: DREF, LTAB, LIFT, WEF, STRE, STEAM, TEMP, POLY, PREX, DRAW, SOLV, DFAC, TRAC, PUMP, WFRA, WWAG, WSEG, TEST
- Group target: GOPT, GGPT, GWPT, GLPT, GVPT, GOIT, GGIT, GWIT, GGVIT, GWVIT, GPLIM, GILIM, GUGR, GPML, GSAL
- Simulator Control: MXL, MXNL, CNVL, CNVNL, TSDP, TSDS, TSMX, TSWM, DELT, END, RATE
- Recycle: GRT, WRT, GGRT, GWRT, GVRT, VREP, PBAL
- Redefinition: REDE, GPRED, GIRED
- Networks: WPIP, GPIP, WPUM, GPUM, PIPET, PIPEC, GPAL, WPAL
- Miscellaneous: ? UNKN, GXFLO

Below the tabs are icons for Interpretation, Modeling, Simulation, Well & Completion, and Production & Process, each with a corresponding colored circle.

189

## Секция RECU



Задание периодичности проверки возможности включения скважин в работу

**TEST** twtinc {MONTH YEAR DAYS}  
по умолчанию 3 mont

Если задано ключевое слово **TEST**, то все скважины, закрытые в результате нарушения ограничений по скважинам, периодически проверяются. Те из них, для которых при этом не нарушаются ограничения, продолжают работать, а остальные остаются закрытыми.

### Пример:

**READ** 1 Jan 2015  
**TEST** 6 MONT

190

## Секция RECU

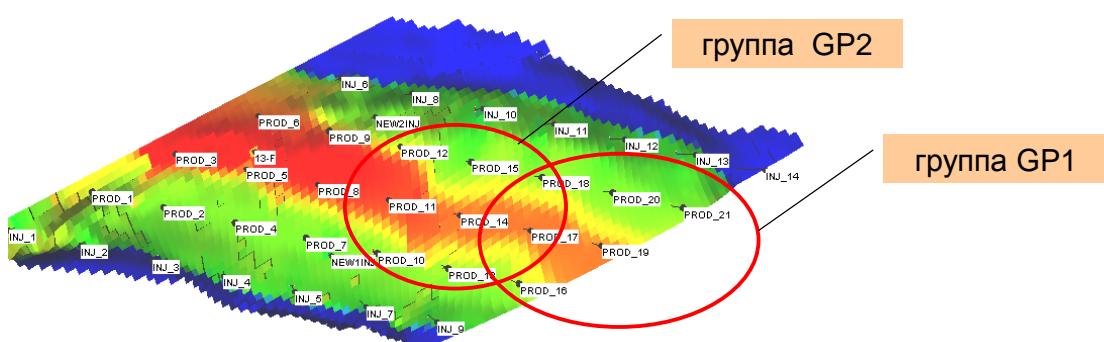
### Задание групп скважин



**GROU** groupname [FRAC value] well1 well2 well3 well4

#### Пример:

```
GROU GP1 PROD_16 PROD_19 PROD_20 PROD_21 FRAC 0.5 PROD_17 PROD_18
--причем в группу GP1 входит только 50% добычи скважин PROD_17, PROD_18
GROU GP2 PROD_10 PROD_11 PROD_12 PROD_13 PROD_14 PROD_15 FRAC 0.5 PROD_17 PROD_18
--причем в группу GP1 входит только 50% добычи скважин PROD_17, PROD_18
```



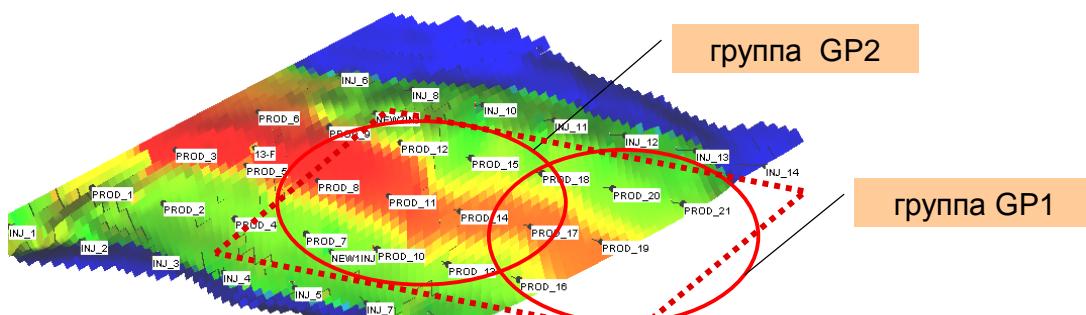
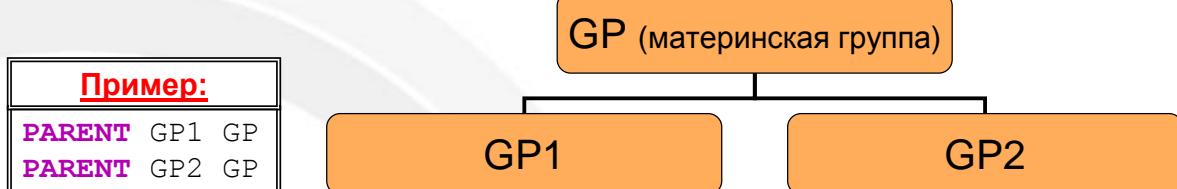
INTERPRETATION      MODELING      SIMULATION      WELL & COMPLETION      PRODUCTION & PROCESS      191

## Секция RECU

### Задание групп скважин. Иерархия групп



**PARENT** groupname parent\_groupname



INTERPRETATION      MODELING      SIMULATION      WELL & COMPLETION      PRODUCTION & PROCESS      192

## Секция RECU

### События. Стандартные ограничения



#### Ограничения на добывчу флюида для групп добывающих скважин

Событие	Описание	Аргументы	Опции
<b>GOPT</b>	Дебит нефти по группе	Значение дебита (верхний предел)	OFF
<b>GGPT</b>	Дебит газа по группе		
<b>GWPT</b>	Дебит воды по группе		
<b>GLPT</b>	Дебит жидкости по группе		
<b>GVPT</b>	Дебит флюида в пластовых условиях по группе		

#### Пример:

```
EFOR WELL 'dd/mm/yyyy'  
ETAB  
GP_1 01/Jun/2000 GLPT 5000
```

Дебит жидкости для группы GP\_1 должен быть не больше 5000 м<sup>3</sup>/сут



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

193

## Секция RECU

### События. Стандартные ограничения



#### Ограничения на закачку флюида для групп нагнетательных скважин

Событие	Описание	Аргументы	Опции
<b>GOIT</b>	Приемистость по нефти для группы	Значение приемистости (верхний предел)	OFF
<b>GGIT</b>	Приемистость по газу для группы		
<b>GWIT</b>	Приемистость по воде для группы		
<b>GVIT</b>	Приемистость по флюиду в пластовых условиях для группы		

#### Пример:

```
EFOR WELL 'dd/mm/yyyy'  
ETAB  
GI_1 01/08/2006 GWIT 5000
```

Приемистость по воде группы GI\_1 должна быть не больше 5000 м<sup>3</sup>/сут



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

194

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



Задание условий при которых экономически невыгодно эксплуатировать группу скважин.

#### Ограничения на добывающие / нагнетательные скважины GPLIM / GILIM

GPLIM/ GILIM	ограничение	значение ограничения	действие	мин./макс. значение ограничения

#### Пример:

```
EFOR well 'dd.mm.yyyy'  
GP1 01.01.2010 GPLIM WCT 0.8 WORK WRKA
```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

195

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



#### Типы ограничений

Тип ограничения	Описание	Примечание
OIL	Дебит нефти	
GAS	Дебит газа	
WAT	Дебит воды	
LIQ	Дебит жидкости	Только для групп добывающих скважин
RESV	Компенсация в пластовых условиях	
GOR	Газо-нефтяное отношение	
OGR	Нефте-газовое отношение	
WCT	Обводненность	
WOR	Водо-нефтяное отношение	Только для групп добывающих скважин
GWR	Газо-водяное отношение	
WGR	Водо-газовое отношение	



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

196

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



#### Варианты действий

Действие	Описание	Опции
WORK	Проведение ГТМ	WRKW, WRKS, WRKA
STOP	Остановка расчета	
GPRED	Переопределение ограничений по работе группы	
DRIL	Запуск в работу скважин из списка скважин (группы DRILL) на бурение	
SHUT	Закрытие всех скважин в группе	
CUTB	Сократить добычу/закачку на FACTOR	
BOOST	Увеличить добычу/закачку на FACTOR	

#### Пример:

```
EFOR well 'dd.mm.yyyy'
PP1 01.01.2005 GPLIM WCT 0.7 WORK WRKA
```

#### Пример:

```
GROU DRILL 13-F
EFOR well 'dd.mm.yyyy'
13-F 01.01.2000 PROD OPT 1000 BHPT 40
PP1 01.01.2010 GPLIM oil 1000 DRIL MIN
```



197

## Секция RECU

### События. Дополнительные ограничения



#### События по группе скважин во вкладке Events

The screenshot shows the 'Edit event' dialog box and a list of event types. A red arrow points from the 'Event Type' section of the dialog to the list of event types.

**Event Type**

- Well/group/pipe
- Date: 01.01.2000
- Hours
- Comment
- Additional Data
- Data
- OK
- Cancel

**Event Type**

- Perforation:
- Well mode:
- Group target:
- Simulator Control:
- Recycle:
- Redefinition:
- Networks:
- Miscellaneous:

**INTERPRETATION** **MODELING** **SIMULATION** **WELL & COMPLETION** **PRODUCTION & PROCESS**

198

## Секция RECU История разработки



### Ввод истории в модель:

Описание формата вводимых данных

**HFOR** [WELL] '*dateformat*' Q1 Q2 ...

Можно ввести до 10 параметров. На практике используется 3 или 4

### **Исторические параметры (Q):**

Параметр	Дебиты	Накопленные показатели
Добыча нефти	QOIL	COIL
Добыча газа	QGAS	CGAS
Добыча воды	QWAT	CWAT
Добыча жидкости	QLIQ	CLIQ
Приемистость по газу	QGIN	CGIN
Приемистость по воде	QWIN	CWIN
Устьевое давление	THP	
Забойное давление	BHP	
Коэффициент эксплуатации	WEFA	



199

## Секция RECU История разработки



### Ввод истории в модель:

Задание истории разработки непосредственно в dat-файле

**HTAB**

... ... ... Границы таблиц с историей разработки

**ENDH**

### Подключение файла с историей

**HFIL**

*'path/filename'*

Конец файла это конец таблицы с историей.

Аналог **INCLUDE**

Перед заданием или подключением таблицы с историей разработки обязательно должно быть введено ключевое слово **HFOR**

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

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



200

## Секция RECU

## События. Контроль скважин по истории



## События, задающие контроль скважин по истории

Событие	Описание	Аргументы	Опции
<b>HOIL</b>	Ограничение по историческому дебиту нефти		
<b>HGAS</b>	Ограничение по историческому дебиту газа		
<b>HWAT</b>	Ограничение по историческому дебиту воды		
<b>HLIQ</b>	Ограничение по историческому дебиту жидкости		
<b>HRES</b>	Ограничение по историческому дебиту флюида в пласт. условиях		
<b>HBHP</b>	Ограничение по историческому забойному давлению		
<b>HTHP</b>	Ограничение по историческому устьевому давлению		
<b>HWEF</b>	Использование исторического коэффициента эксплуатации		



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

201

Секция RECU  
Завершение расчета

## В формате событий

Событие **END** для группы **ALL****Пример:**

```

EFOR WELL 'dd.mm.yyyy'
ETAB
ALL 01.01.2010 END
ENDE

```

## Непосредственно в dat-файле

Ключевое слово **STOP****Пример:**

```

READ 1 Jan 2010
STOP

```



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS

202

## Секция RECU Компенсация отборов закачкой



В MORE есть возможность задания компенсации отборов закачкой. В пласт будет закачано столько флюида, сколько его добыто для компенсации давления.

**VREP** – Компенсация отборов закачкой. Слово доступно как в старом формате, так и в формате событий. В качестве аргументов задаются:

Имя группы добывающих скважин, по которой будет производится компенсация;

Имя группы нагнетательных скважин, по которым будет производиться закачка;

Коэффициент компенсации.

### Пример:

**ALL**

01/Jan/2002 **VREP** ALL 1  
 01/Jan/2005 **VREP** ALL 1.2  
 01/Jan/2008 **VREP** ALL 1.2 OFF



На графике представлены добыча и закачка в пластовых условиях и среднее пластовое давление



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

203

## Упражнение 8. Задание скважин



Подгрузить в модель данные по скважинам из папки Wells:

- Траектории скважин находятся в файле well3.txt
- Перфорации в файле Perfor.txt
- Данные по истории в файле History.txt
- События по добывающим и нагнетательным скважинам соответственно в файлах Event\_prod.txt и Event\_inj.txt

Задать выдачу данных для постпроцессора следующим образом: технологических показателей по скважинам каждый месяц, массивов – раз в 3 месяца. Необходимо вывести данные добычи по интервалам перфорации

Задать выдачу дополнительных массивов:

- Индексы ячеек, присоединенных к водонапорному горизонту
- Подвижность нефти и воды
- Массивы сдвигов капиллярных давлений

Задать дату окончания расчета 1 января 2009. Запустить на расчет и проанализировать результаты.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL & COMPLETION



PRODUCTION & PROCESS

204

## Упражнение 9. Прогнозные расчеты



Изменить дату окончания расчета на 1.01.2029

С применением средств Tempest View выписать забойные давления на 1.01.2009 по всем скважинам.

Выбрать ограничение по дебиту жидкости. В данном упражнении предлагается использовать следующие ограничения: найти максимальное значение дебита за исторический период для каждой скважины и добавить к нему 20%. Таким же образом предлагается выбрать ограничение по закачке для нагнетательных скважин.

Создать файл с событиями на прогноз.

**События для добывающих скважин:**

<имя скважины> 01.01.2009 PROD

<имя скважины> 01.01.2009 LPT <ограничение по дебиту>

<имя скважины> 01.01.2009 BHPT <расчетное значение давления>

**События для нагнетательных скважин:**

<имя скважины> 01.01.2009 INJE

<имя скважины> 01.01.2009 WIT <ограничение по дебиту>

<имя скважины> 01.01.2009 BHPT <расчетное значение давления>

Сделать расчет. Построить при помощи калькулятора куб подвижных запасов на 1.01.2029 и найти невыработанные участки



205

## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными. Wells



**Сортировка скважин**

**Технологические показатели по скважинам (закладка Summary)**

**Шаблоны**

**Фильтр по скважинам**



206

## Tempest VIEW

## Работа с выходными данными. Wells


  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE
Расшифровка мнемоник основных показателей:

<b>f</b> (field)	<b>o</b> (oil)	<b>p</b> (production)	<b>r</b> (rate)	<b>h</b> (history)
<b>g</b> (group)	<b>g</b> (gas)		<b>t</b> (total)	<b>av</b> (average)
<b>w</b> (well)	<b>w</b> (water)			
<b>l</b> (layer)	<b>l</b> (liquid)			
<b>c</b> (completion)	<b>v</b> (voidage)			

- wgor** – well gas oil ratio  
**wgwr** – well gas water ratio  
**wwct** – well water cut  
**wbhp** – well bottom hole pressure  
**wthp** – well tubing head pressure



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



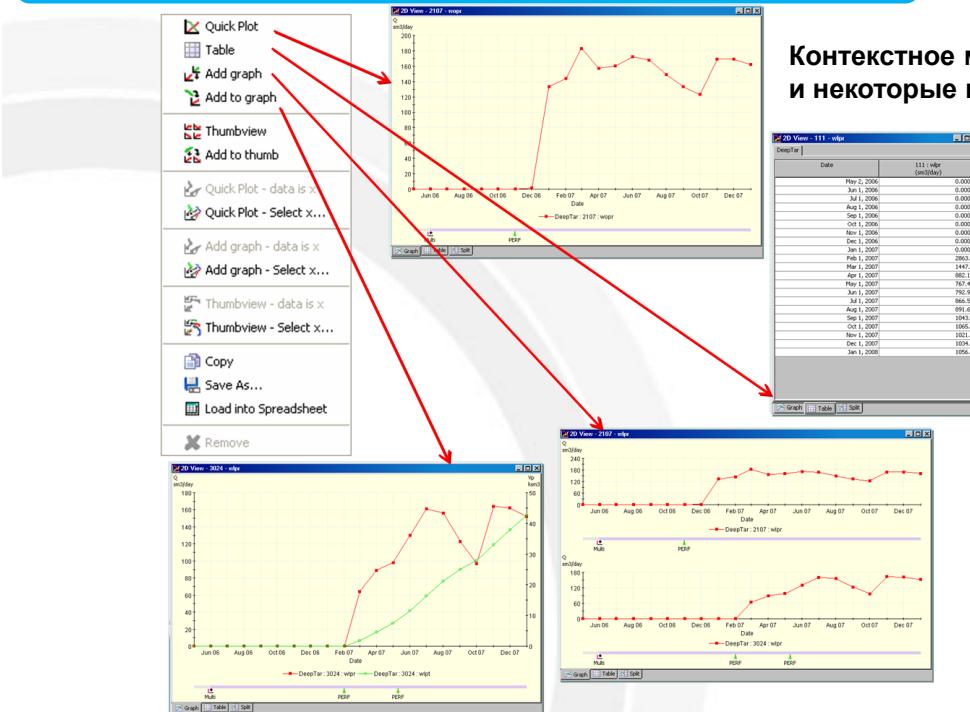
207

## Tempest VIEW

## Работа с выходными данными. Wells


  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

## Контекстное меню и некоторые виды графиков



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

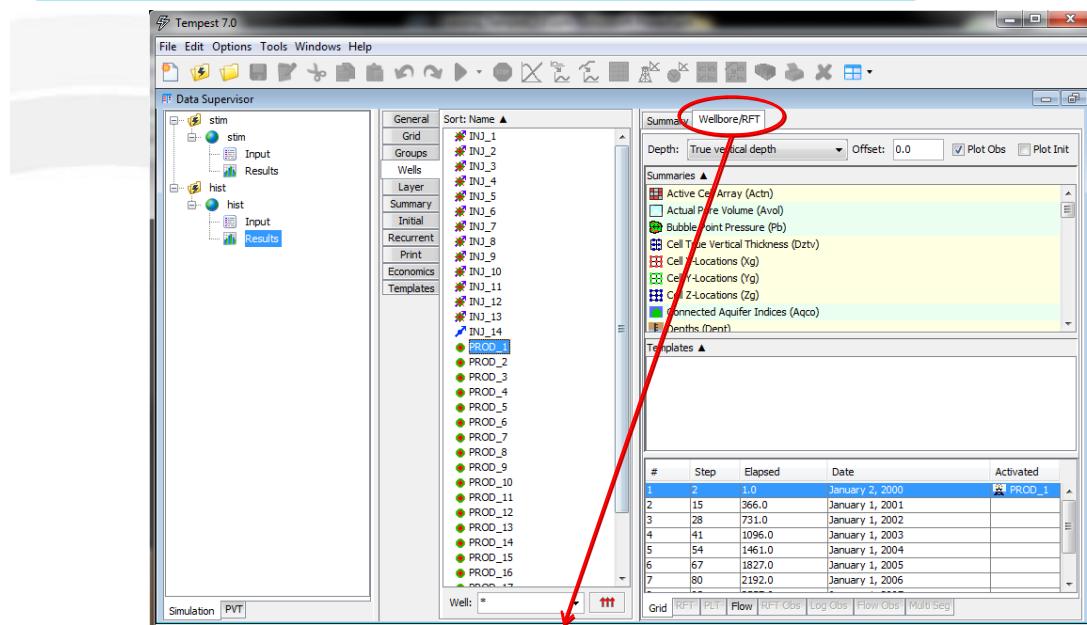


208

## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными. Wells

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



Графики по данным вдоль ствола скважины (статические и динамические свойства). Строятся по ячейкам, имеющим открытую перфорацию, и на заданные моменты времени (это имеет смысл для динамических свойств).



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



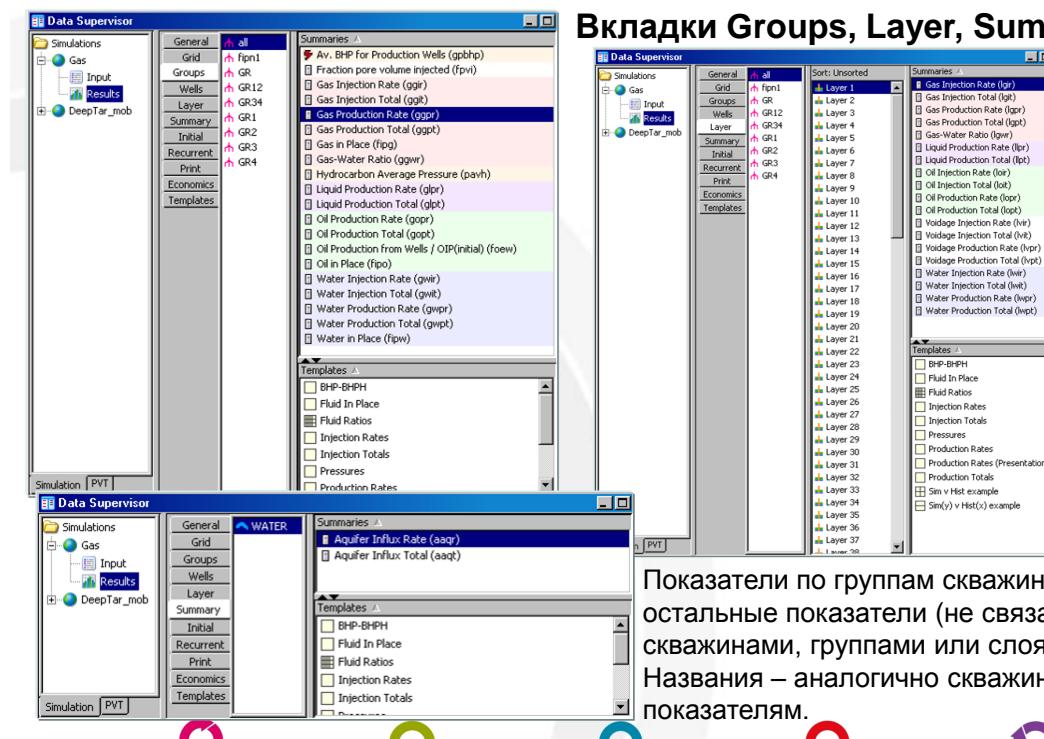
209

## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

#### Вкладки Groups, Layer, Summary



Показатели по группам скважин, слоям и остальные показатели (не связанные со скважинами, группами или слоями). Названия – аналогично скважинным показателям.



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION

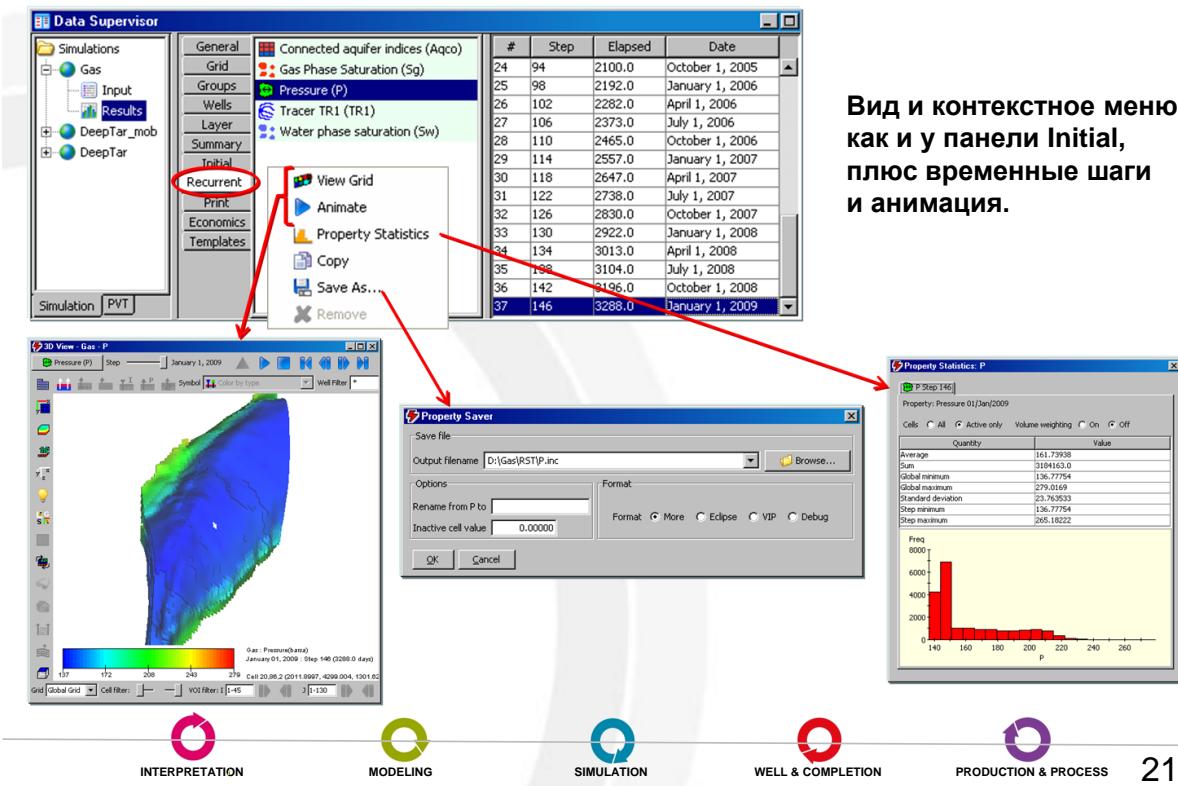


210

## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными. Recurrent

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



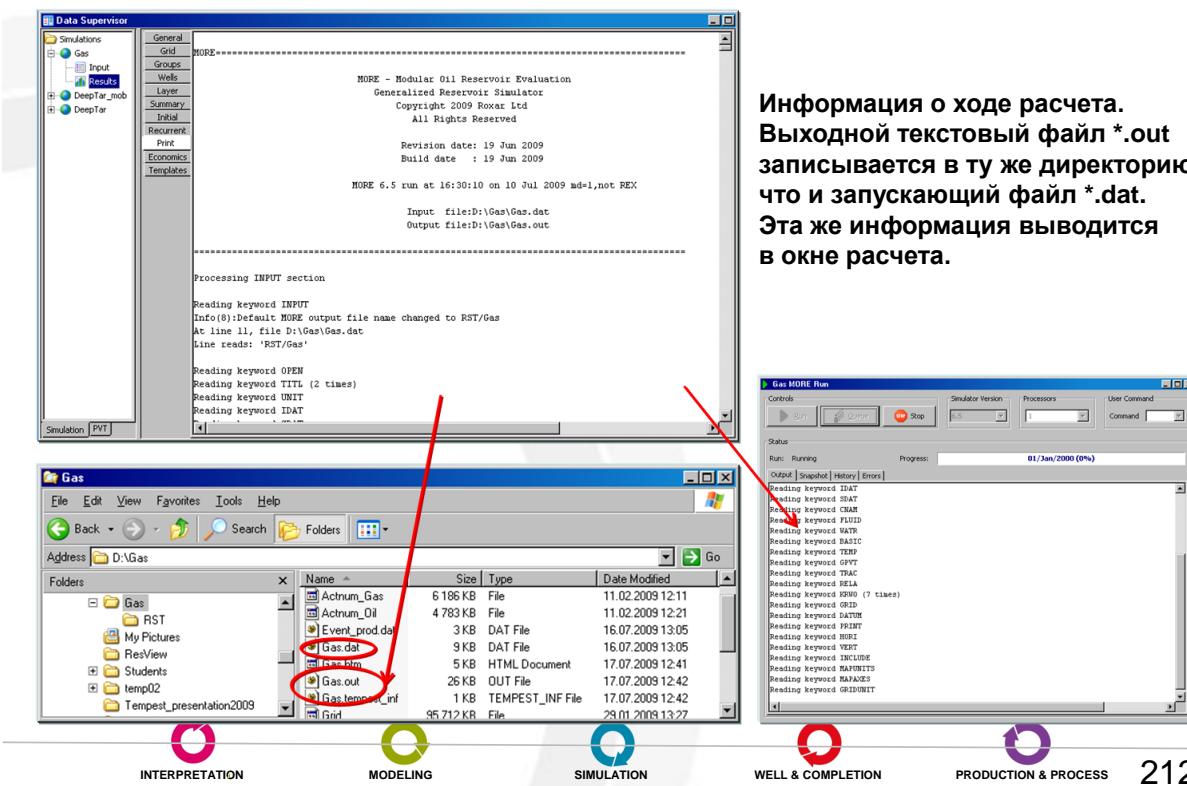
Вид и контекстное меню как и у панели Initial, плюс временные шаги и анимация.

211

## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными. Print

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE



Информация о ходе расчета.  
Выходной текстовый файл \*.out записывается в ту же директорию, что и запускающий файл \*.dat.  
Эта же информация выводится в окне расчета.

212

## Tempest VIEW

### Работа с выходными данными. Templates

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

**Создание и редактирование шаблонов.** Список шаблонов находится также на вкладках Groups/Wells/Layer/Summary. С их помощью можно создать графики специального вида.

INTERPRETATION      MODELING      SIMULATION      WELL & COMPLETION      PRODUCTION & PROCESS      213

## Tempest VIEW

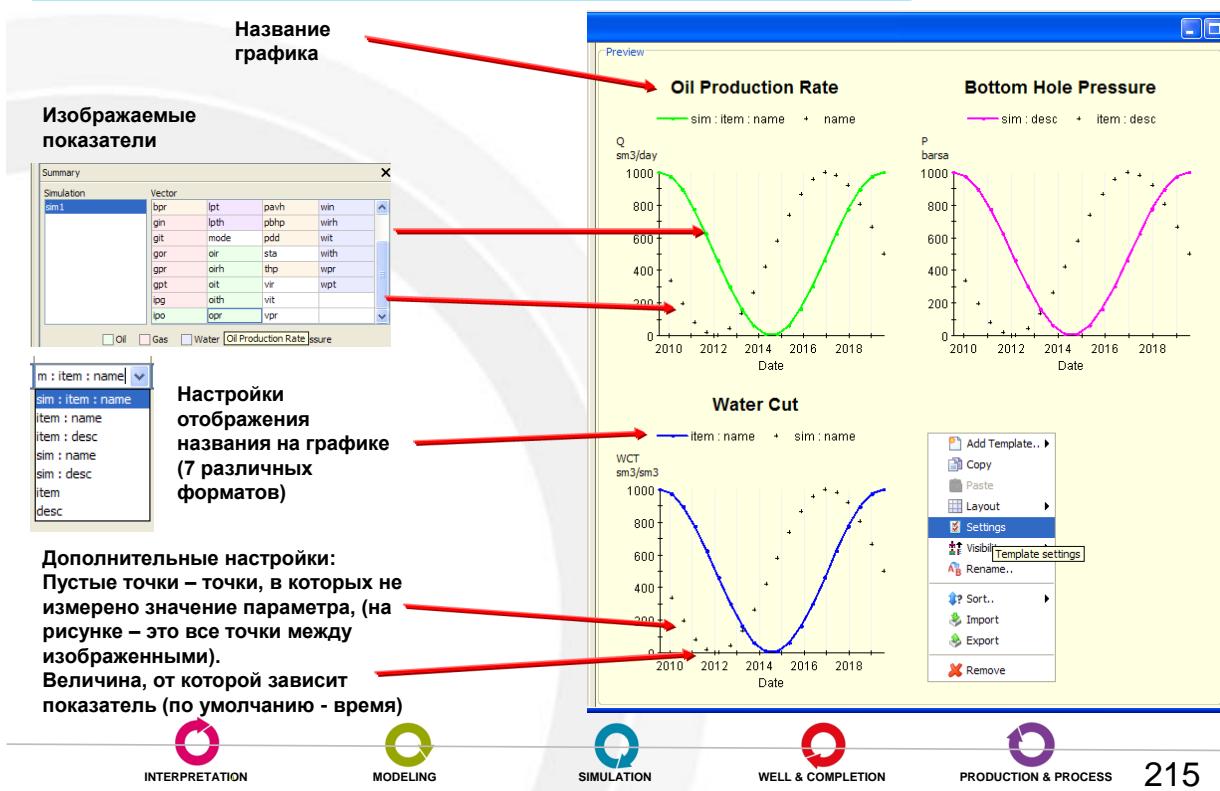
### Работа с выходными данными. Templates

**roxar**  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Все меню настроек вызываются двойным щелчком по соответствующей области

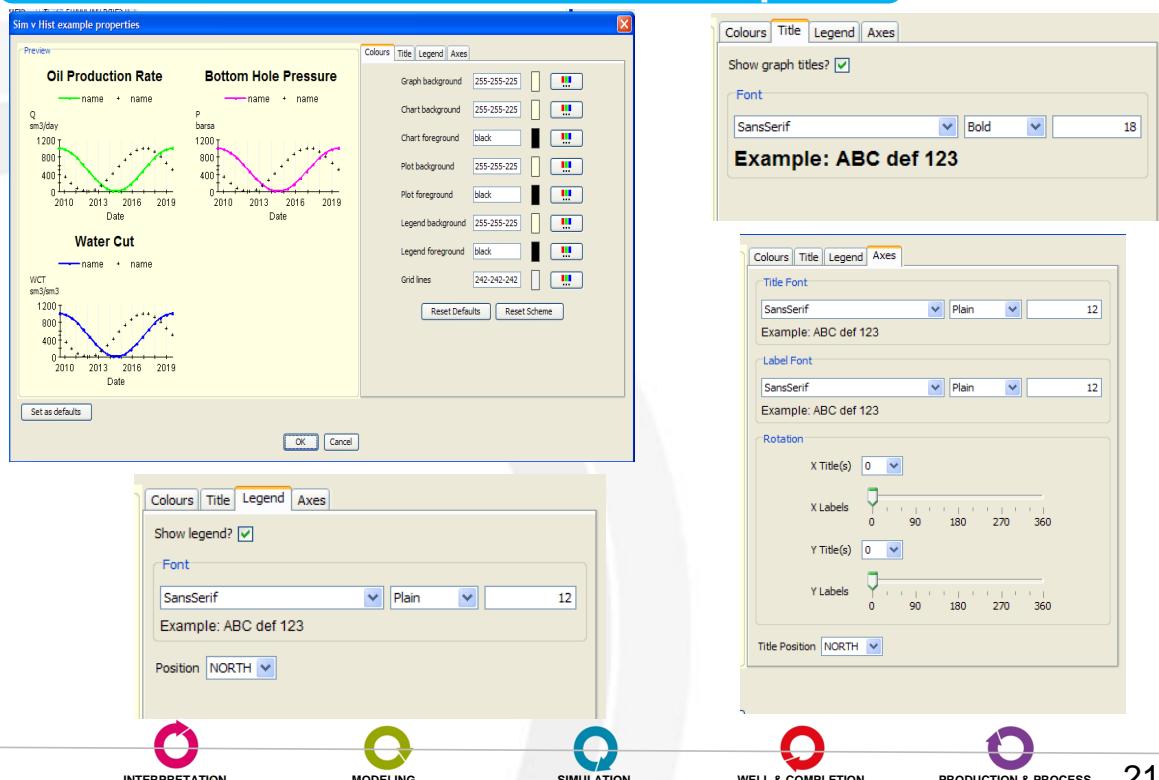
INTERPRETATION      MODELING      SIMULATION      WELL & COMPLETION      PRODUCTION & PROCESS      214

Tempest VIEW  
Работа с выходными данными. Templates



215

Tempest VIEW  
Работа с выходными данными. Templates



216

**Tempest VIEW**  
Работа с выходными данными. Templates

roxar  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

Вид шаблона

Шаблон, примененный к скважине/группе скважин

INTERPRETATION
MODELING
SIMULATION
WELL & COMPLETION
PRODUCTION & PROCESS

217

**Tempest VIEW**  
Калькулятор свойств (Summary)

roxar  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

INTERPRETATION
MODELING

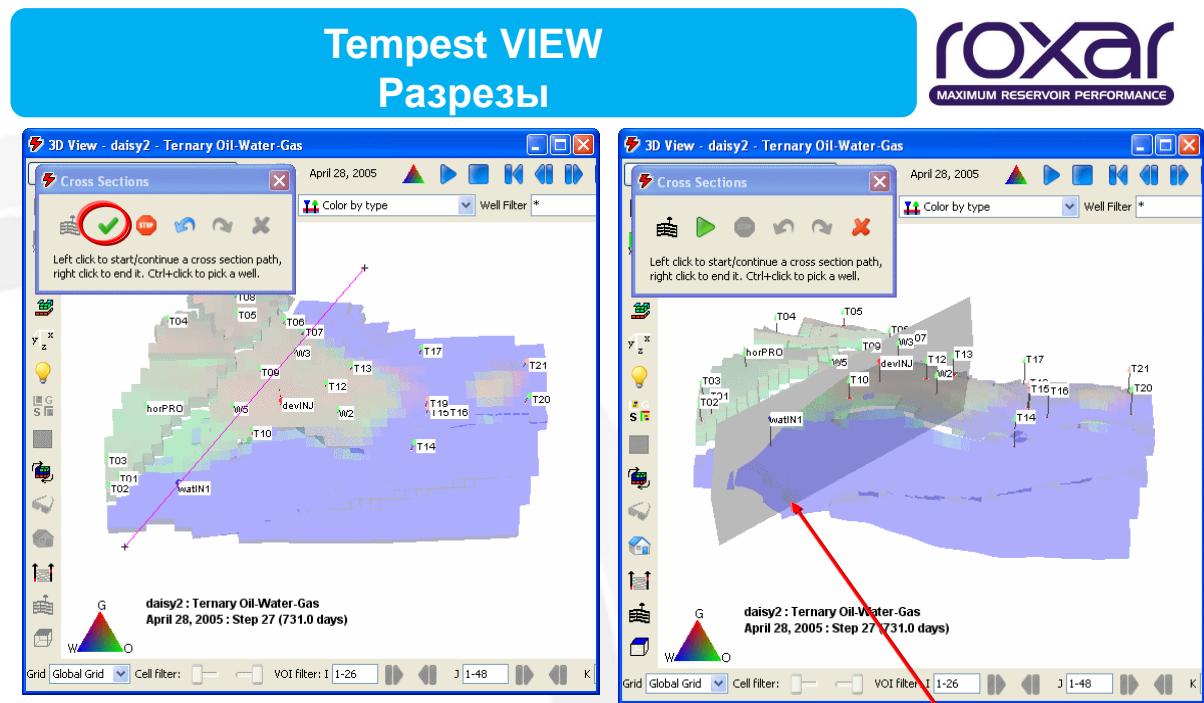
218

The screenshot displays the Tempest 7.0 software interface. The main window shows a tree view of simulation components like 'stlm' and 'hist'. A red circle highlights the 'Property Calculator' option under the 'Tools' menu. Below the menu bar is a toolbar with various icons. The central workspace shows a list of wells (INJ\_1 to INJ\_14, PROD\_1) and regions. A red arrow points from the 'Property Calculator' menu item to the 'Expressions' tab of the 'Property Calculator - stlm' dialog box. This dialog box lists properties such as Net\_vol, Rvol, Poro, and Porosity (Poro). Another red arrow points from the 'fx()' button in this dialog to the Expression Editor window at the bottom right. The Expression Editor window shows the expression 'Net\_vol = Rvol / Poro' and provides options for Edit, Export, Import, and Remove.

The screenshot displays the Tempest VIEW software interface. At the top, the title 'Tempest VIEW' is shown in English, and below it, the Russian word 'Разрезы' (Cross Sections). In the top right corner, the Roxar logo with the tagline 'MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE' is visible.

The main window shows a 3D geological model titled 'daisy2 - Ternary Oil-Water-Gas'. The date 'April 28, 2005' is displayed above the model. A context menu is open on the left side of the screen, listing various options such as 'Plots - no well selected', 'Load Cell History', 'Select Showing Wells', 'Create Group...', 'Property Statistics', 'Set cell as center', 'Set well as center', 'Well Highlighter', 'Cell Probe', 'Well Probe', 'Cell Selection', 'Streamlines', 'Cross sections' (which is highlighted in blue), 'Select View Supervisor', 'Store in View Supervisor', 'Home view', 'Print', 'Movie', 'Toolbars', 'Copy', and 'Paste'.

At the bottom of the interface, there are five circular icons representing different software modules: INTERPRETATION, MODELING, SIMULATION, WELL & COMPLETION, and PRODUCTION & PROCESS. The 'INTERPRETATION' icon is highlighted with a red circle.



Мышью проведите разрез и завершите построение, нажавгалочку



INTERPRETATION



MODELING



SIMULATION

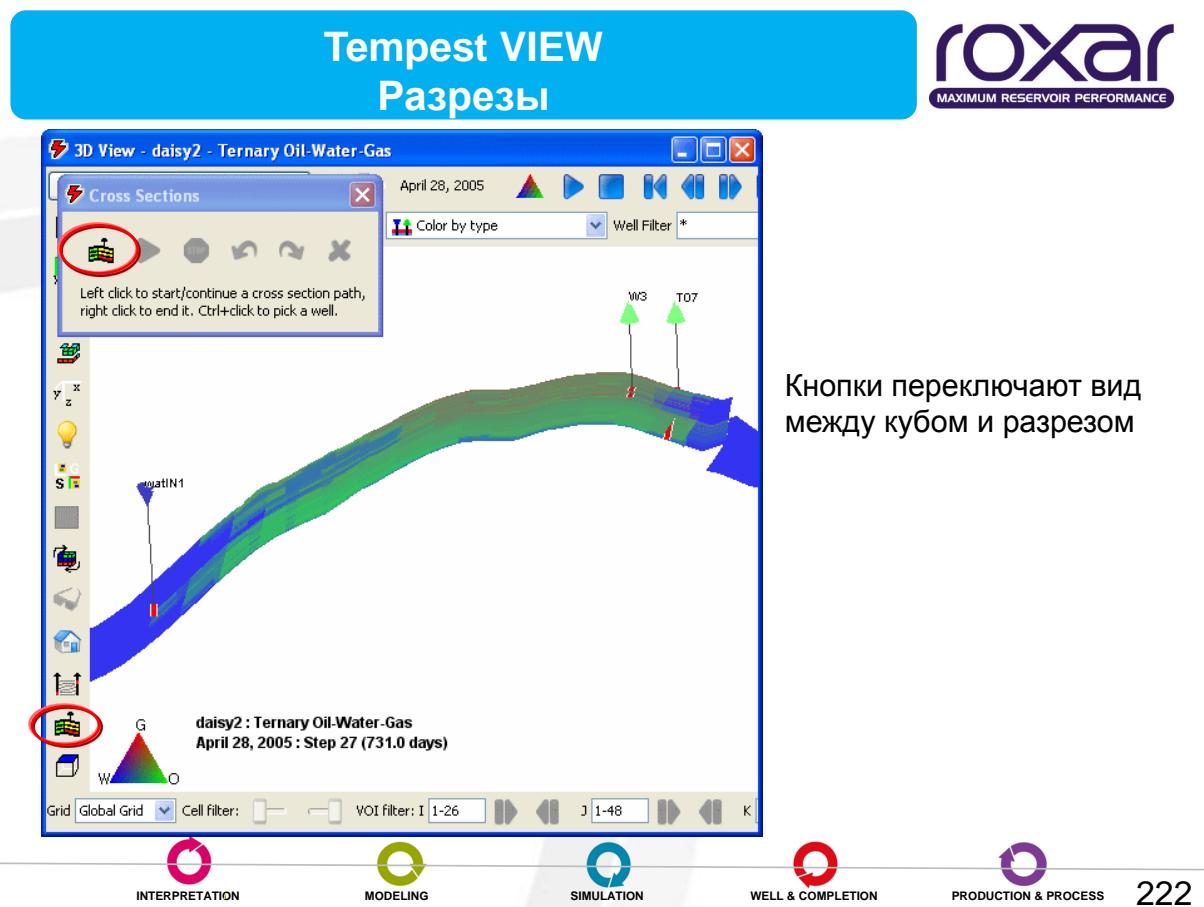


WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS 221

Разрезы показаны на полупрозрачной модели



Кнопки переключают вид между кубом и разрезом



INTERPRETATION



MODELING



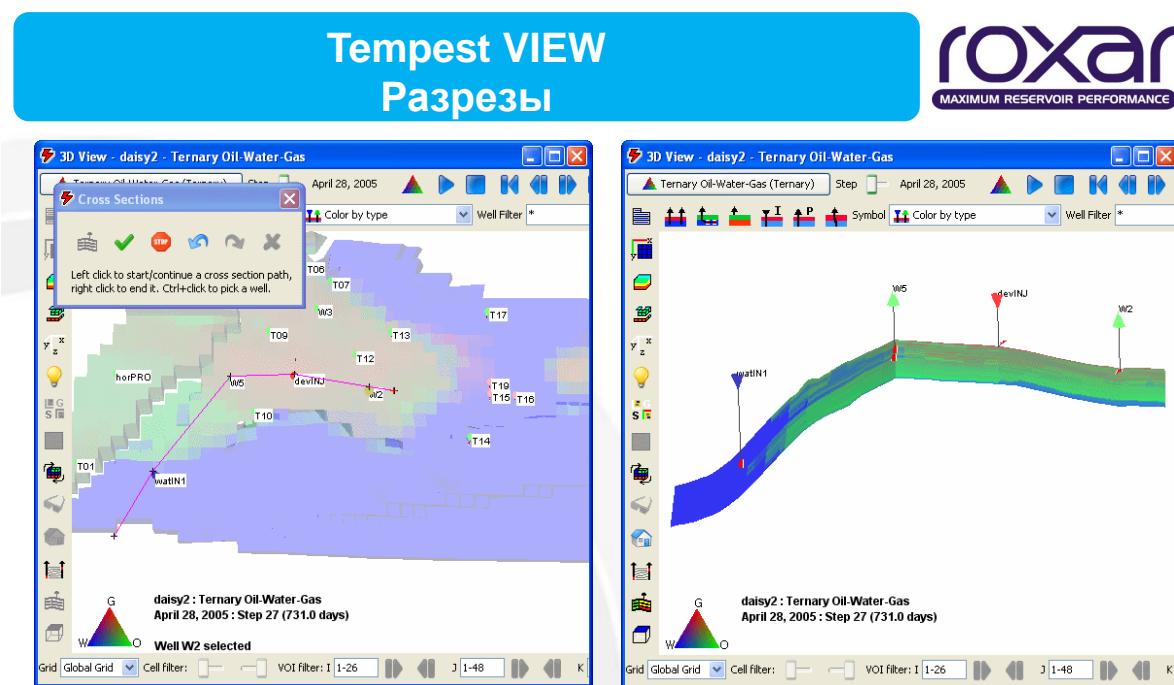
SIMULATION



WELL &amp; COMPLETION



PRODUCTION &amp; PROCESS 222



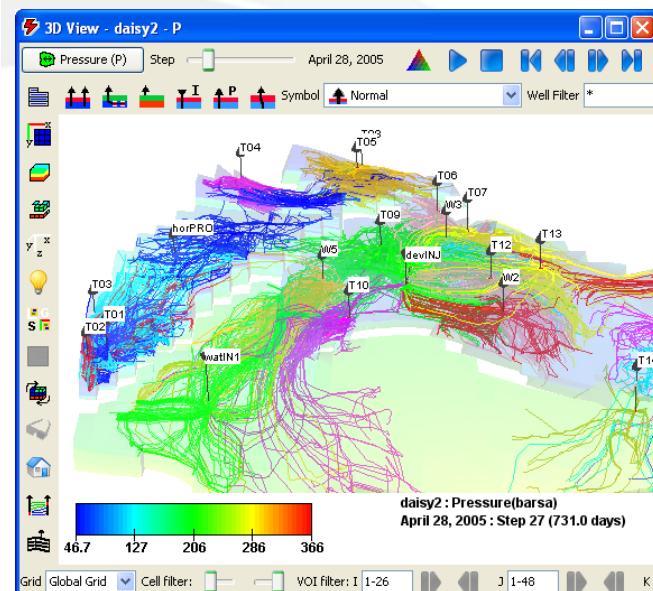
Разрез по скважинам (Ctrl+щелчок для выделения)



Для поддержки линий тока необходимо ввести ключевое слово **STRE** в секции **INPU**. Все необходимые данные записутся в выходные файлы.

### Визуализация линий тока

Цвет линий тока  
можно задать,  
используя  
диалоговое окно  
линий тока,  
доступное из  
контекстного  
меню  
визуализатора.



## Tempest VIEW Линии тока



Использование диалогового окна Streamlines для настройки изображения  
**Свойства линий тока**

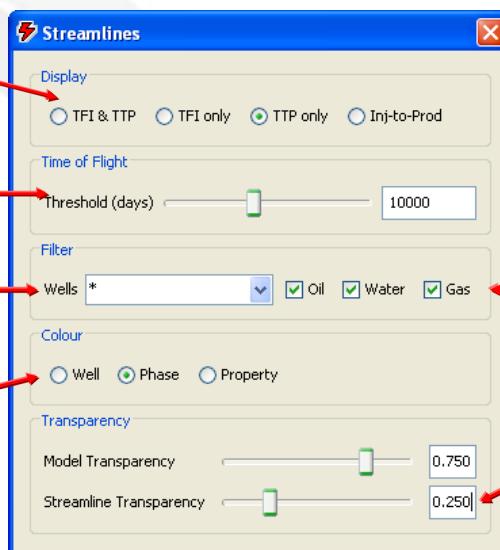
Показывать только  
TTP/TFI

Пути к добывающим/от  
нагнетательных

Фильтр по пороговому  
значению времени  
пробега

Фильтр по  
имени скважины

Цвет линий тока по  
скважинам (или парам  
скважин), фазам или  
свойству



Фильтр по фазе

Прозрачность модели  
и линий тока



225

## Tempest VIEW Линии тока



### Список динамических массивов для расчета MORE с линиями тока

Если поддерживаются линии тока, то определенные  
свойства автоматически добавляются к списку  
свойств и вычисляются по требованию. Какие  
это будут свойства, зависит от расчета и  
присутствующих фаз. Свойства,  
могут добавить для каждой

фазы, это:

Для  
газа,  
нефти  
и воды

Регионы дренирования

Время дренирования

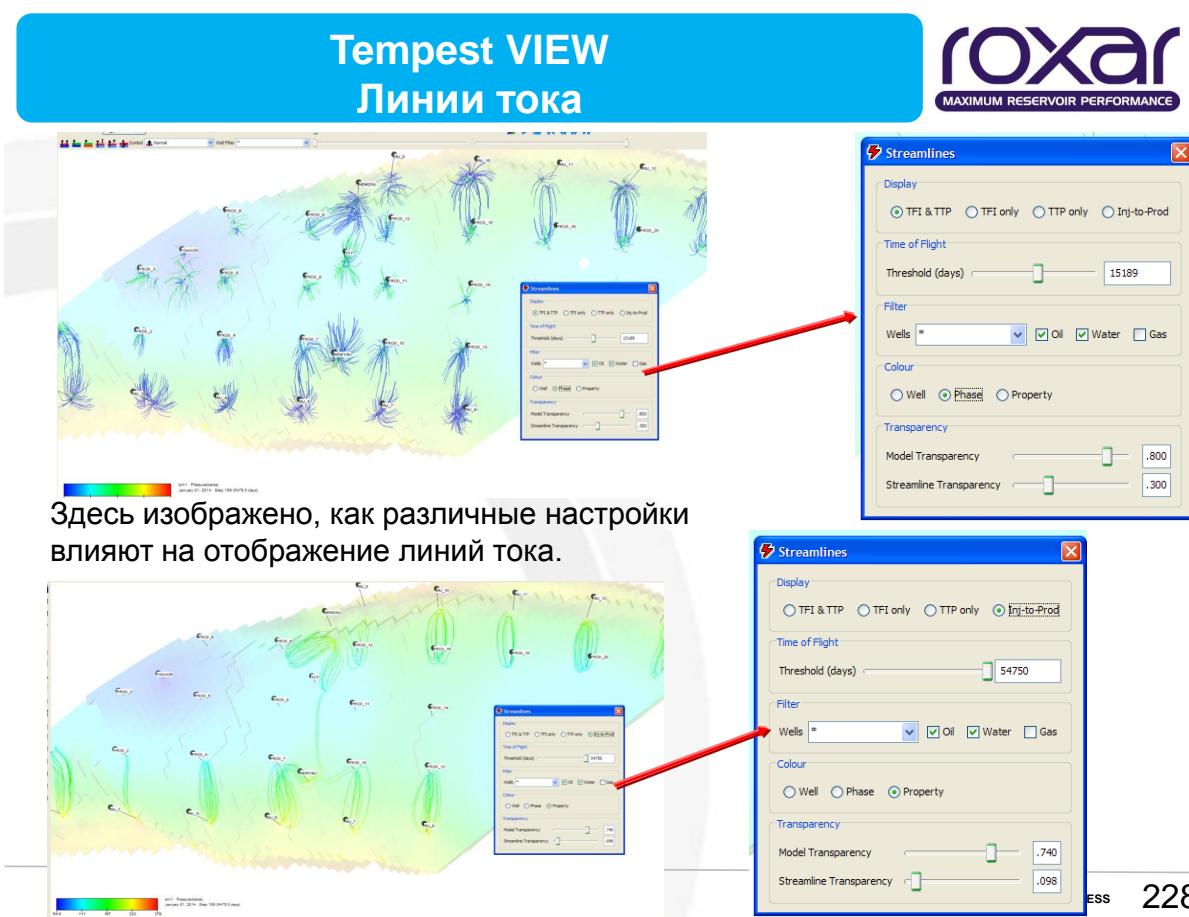
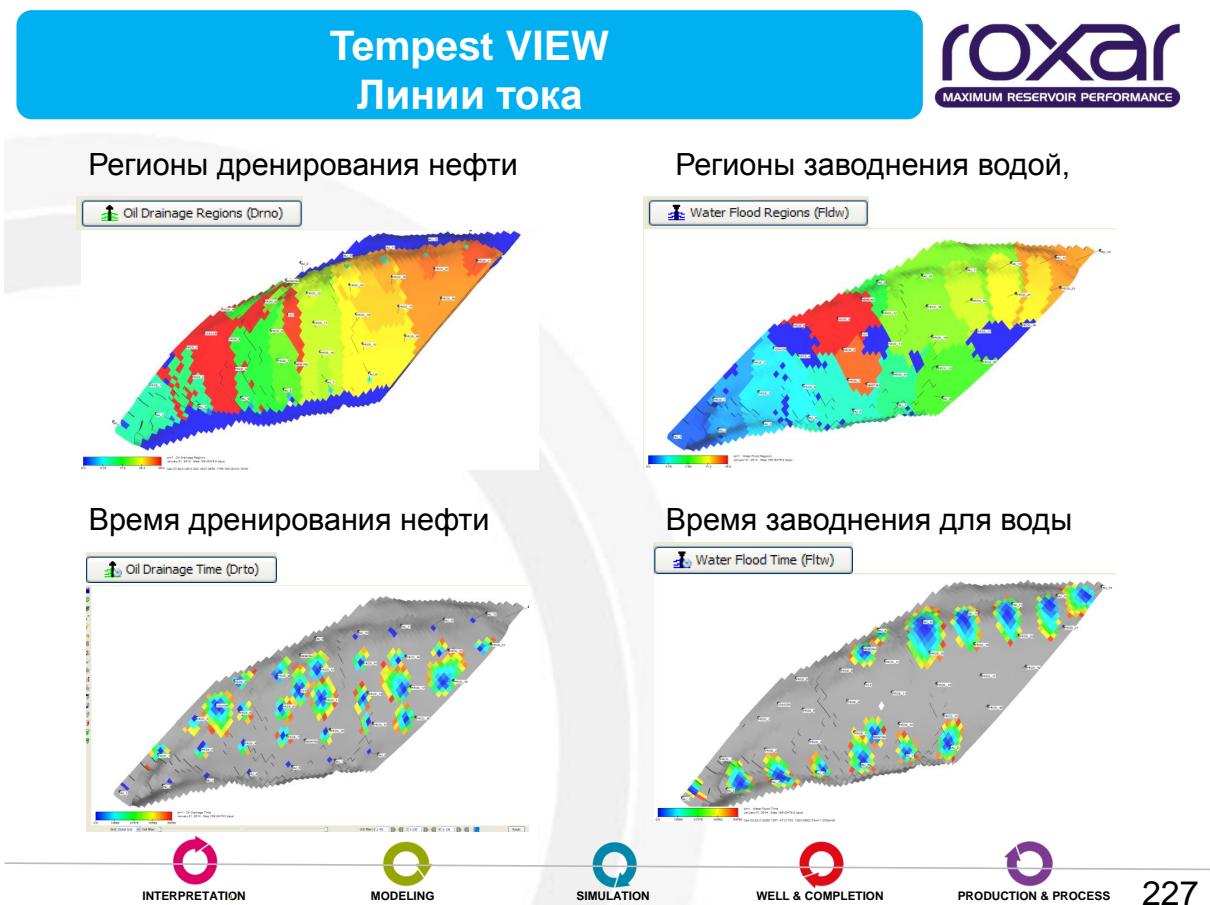
Регионы заводнения,

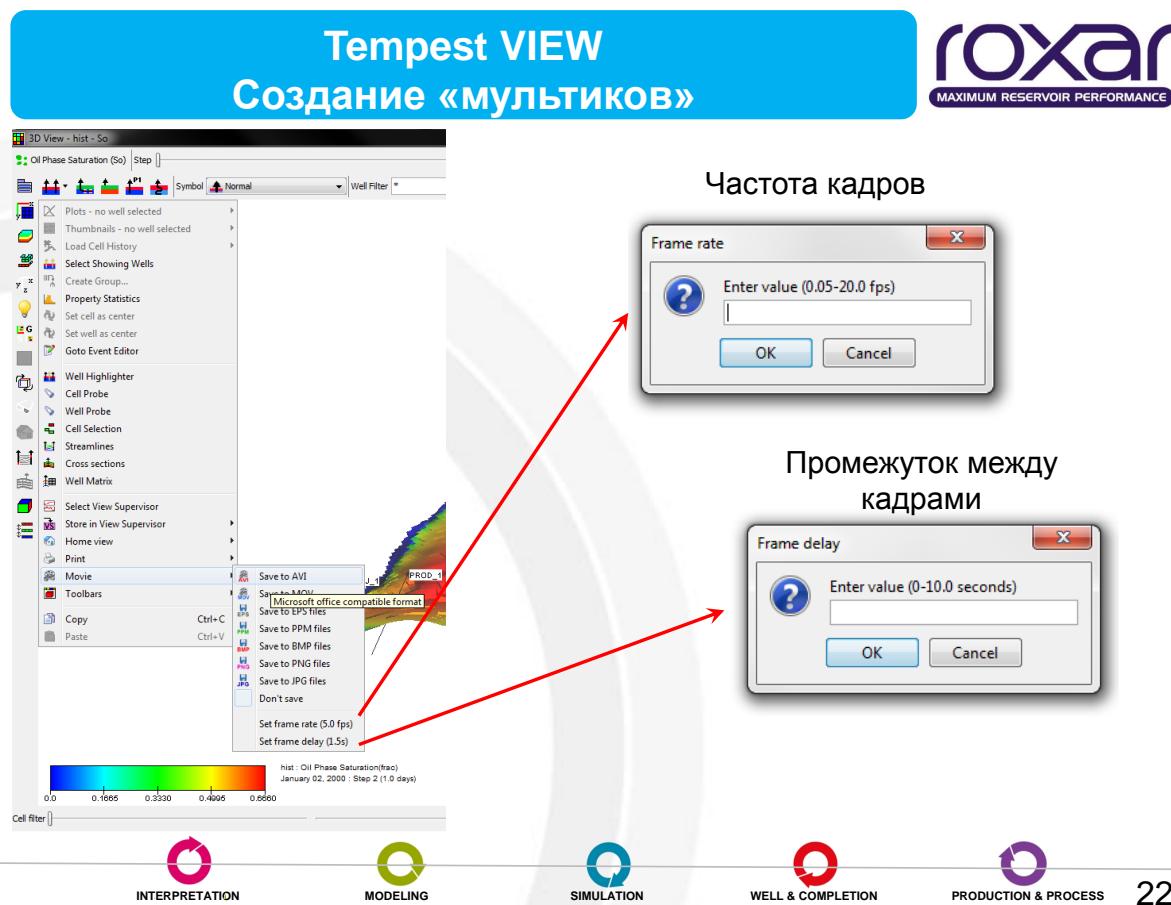
Время заводнения.

Bubble point pressure (Pb)
Gas Drainage Regions (Drng)
Gas Drainage Time (Drgt)
Gas Flood Regions (Fldg)
Gas Flood Time (Fltg)
Gas Phase Saturation (Sg)
Gas phase density (Deng)
Gas phase viscosity (Visg)
Gas relative permeability (Krg)
Oil Drainage Regions (Drno)
Oil Drainage Time (Orto)
Oil Flood Regions (Fldo)
Oil Flood Time (Flto)
Oil Phase Saturation (So)
Oil phase density (Deno)
Oil phase viscosity (Viso)
Oil relative permeability (Kro)
Oil-gas capillary pressure (Pcog)
Oil-water capillary pressure (Pcow)
Pressure (P)
Water Drainage Regions (Drnw)
Water Drainage Time (Drtw)
Water Flood Regions (Fldw)
Water Flood Time (Fltw)
Water Phase Saturation (Sw)
Water phase density (Denw)
Water phase viscosity (Visw)
Water relative permeability (Krw)
Ternary Oil-Water-Gas (Ternary)



226





## Упражнение 10. Работа с Tempest View

roxar  
MAXIMUM RESERVOIR PERFORMANCE

- Создать Template, в котором будет 4 графика (для анализа исторического периода)
  - Накопленная добыча жидкости (расчет + факт)
  - Дебит жидкости (расчет + факт)
  - Дебит нефти (расчет + факт)
  - Среднее пластовое давление (расчет)
- Построить вектора в Summary calculator и вывести их на графики
  - Обводненность по истории
  - Разница по накопленной добыче нефти (расчет – факт)
  - Разница по дебиту нефти (расчет – факт)
- Построить кубы в Property Calculator (для исторического периода)
  - Средняя проницаемость
  - Запасы нефти на 1.01.2009
  - Суммарные запасы нефти
- Провести разрез через скважины. Сохранить как рисунок для вставки в отчет.
- При помощи линий тока посмотреть дренированные/недренированные области, а также посмотреть влияние нагнетательных скважин на добывающие.
- Сохранить «мультик» изменения нефтенасыщенности во времени.



## 7 Практика 16.11.2022 (Базыров И.Ш.)

## **8 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)**

## **9 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)**

## **10 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)**

## **11 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)**

## 12 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)

## 13 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)