

Содержание

1 Вводная лекция (Базыров И.Ш.)	5
1.1 Озеро Пёнье (Peigneur, Пенёр)	5
1.2 История развития гидродинамических моделей	5
1.3 Что такое гидродинамическое моделирование?	6
1.3.1 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласти)	7
1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласти)	7
1.4 Пороупругость	7
1.5 Гидрогеомеханическое моделирование: компьютерное моделирование, виды совмещения	8
1.5.1 Виды гидро-геомеханического совмещения	8
2 Лекция 12.09.2022 (Кайгородов С.В.)	9
2.1 Цели курса	9
2.2 Что такое модель?	10
2.3 Требования к моделям	10
2.4 Точность моделей	11
2.5 Виды моделей	11
2.6 Гидродинамическая модель	12
2.7 Цели гидродинамического моделирования (ГДМ)	12
2.8 Математическая основа ГДМ	13
2.9 Типы сеток ГДМ	14
2.10 Типы сеток ГДМ. LGR	15
2.11 Порядок нумерации ячеек сетки	15
2.12 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE	16
2.13 Справочники для симулятора ECLIPSE	16
2.14 Задание свойств в ячейках	17
2.15 Поток через ячейку	18
2.16 Несоседние соединения NNC	20
2.17 Проблемы пространственной дискретизации	20
2.18 Построение грида	22
2.19 Гидродинамические модели (схема)	22
2.20 Типы расчётных моделей	23
2.20.1 Модель нелетучей нефти	23
2.20.2 Композиционная модель	24
2.20.3 Термические модели	24
2.20.4 Модель двойной или мульти-среды	25
2.20.5 Модели линий тока	25
2.20.6 Proxy-модели	26
2.20.7 Суррогатные (мета) модели	27
2.21 Иерархия гидродинамических моделей	28

СОДЕРЖАНИЕ

2.22	Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи	29
2.23	Источники геологической информации в масштабе месторождения	30
2.24	Охват исследованием и погрешность	30
2.25	Исходные данные для гидродинамического моделирования	31
2.26	Подходы к построению ПДГДМ	32
2.27	Ремасштабирование геомодели	32
2.28	Ремасштабирование структуры (upgridding)	33
2.29	Ремасштабирование свойств	34
2.30	Ремасштабирование проницаемости	34
2.31	Ремасштабирование геомодели. Контроль качества	35
2.32	Поверхностное натяжение	36
2.33	Смачиваемость	36
2.34	Капиллярное давление	37
2.35	Капиллярное давление для разных типов породы	39
2.36	J-функция Леверетта	39
2.37	Капиллярное давление. Лабораторные исследования	40
2.38	ОФП	40
2.39	Смачиваемость. Критерий Craig (1971)	41
2.40	Гистерезис ОФП	41
2.41	ОФП. Лабораторные исследования	42
2.42	Концевые точки ОФП в системе нефть-вода	45
2.43	Масштабирование ОФП	46
2.43.1	По горизонтали	48
2.43.2	По вертикали	49
2.44	Согласованность массивов в модели	49
2.45	Ремасштабирование (2-х фазный апскэлинг ОФП)	51
2.46	Типы флюидов	52
2.47	Определение типа залежи по составу УВ	53
2.48	PVT-свойства	53
2.49	PVT-свойства нефти	54
2.50	PVT-свойства нефти. Корреляции	54
2.51	PVT-свойства «живой нефти»	55
2.52	Варианты описания PVT в моделях Black Oil	55
2.53	Сжимаемость порового пространства	56
2.54	Сжимаемость порового пространства. Корреляции	57
2.55	Упражнения	58
3	Лекция 13.09.2022 (Кайгородов С.В.)	60
3.1	Анализ разработки перед построением модели	60
3.2	Матбаланс	61
3.3	Матбаланс. Пример использования	62
3.4	Анализ источников обводнения	62

СОДЕРЖАНИЕ

3.5	Оценка загрязнения призабойной зоны	64
3.6	Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах	65
3.7	Исходные данные по скважинам	65
3.8	Моделирование притока к скважине	66
3.9	Способы инициализации модели в симуляторах	67
3.10	Оценка корректности инициализации ГДМ	69
3.11	Аналитический аквифер	70
3.12	Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели	71
3.13	Упражнение 3. Инициализация ГДМ	72
3.14	Задание истории работы скважин	72
3.15	Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции	73
3.16	Алгоритм работы в ПО SCHEDULE	73
3.17	Загрузка истории эксплуатации	76
3.18	Адаптация модели	78
3.18.1	Обратные задачи	78
3.18.2	Адаптация модели на разных стадиях разработки	79
3.18.3	По отборам жидкости и пластовому давлению	80
3.18.4	По соотношению нефть/вода	81
3.18.5	По коэффициенту продуктивности и Рзаб	81
3.18.6	Алгоритм проведения автоадаптации	82
3.18.7	Программы автоадаптации	83
3.18.8	Критерии адаптации	83
3.18.9	«Запрещённые» и нежелательные приёмы адаптации	85
3.19	Упражнение 5. Расчёт моделей с разными наборами исходных данных	86
3.20	Упражнение 6. Адаптация ГДМ	87
3.21	Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов	87
3.22	Групповая дискуссия	88
3.23	Инструменты для оптимизации разработки месторождения	88
3.24	Линии тока	89
3.25	Оптимизация ППД на основе матриц дренирования	89
3.26	Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования	90
3.27	Подготовка и проведение прогнозных расчётов	91
3.28	Создание рестартов из GUI tNavigator	93
3.29	Вырезание сектора	93
3.30	Подготовка и проведение прогнозных расчётов	94
3.31	Прогнозные расчёты	95
3.31.1	Расстановка ВС	95
3.31.2	Расстановка ГС/ННС	96
3.31.3	Расстановка скважин по сетке	96
3.31.4	Моделирование ГТМ	97
3.31.5	Задание ГРП	98
3.31.6	Оценка адекватности результатов	98

СОДЕРЖАНИЕ

3.31.7	Анализ чувствительности	99
3.32	Упражнение 7. Прогнозные расчёты	100
3.33	Регламенты по созданию ГДМ	100
3.34	Сравнительная характеристика ПО для ГДМ	101
3.34.1	Тесты SPE	101
3.34.2	О недостатках тестов SPE	103
3.34.3	Тесты ЦКР	104
3.35	Основные проблемы моделирования	104
3.36	Выводы	105
4	Практика 14.09.2022 (Базыров И.Ш.)	106
4.1	Закон Дарси	106
4.1.1	Линейное течение	106
4.1.2	Радиальное течение. Формула Дюпюи	106
4.2	Скин-фактор	107
4.3	Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта	107
4.4	Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности	107

Гидродинамическое моделирование

Конспект лекций и семинаров

Муравцев А.А.¹ Базыров И.Ш.² Кайгородов С.В.³

15 сентября 2022 г.

1 Вводная лекция (Базыров И.Ш.)

1.1 Озеро Пёнье (Peigneur, Пенёр)

Пресноводное озеро площадью около 5 км² 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 относится 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

¹конспектирует; email: almuravcev@yandex.ru

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

³лектор, 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 ($v_s \approx 0$) верно равенство $W \approx \varphi v_f$. Подставляя в закон Дарси, получаем:

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

Условие сжимаемости флюида перепишем в дифференциальной форме:

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

Подставляя в уравнение неразрывности потока, получаем:

$$1 \quad (6)$$

1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласта)

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:

$$\rho = \rho_s (1 - \varphi) + \rho_f \varphi \quad (7)$$

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.

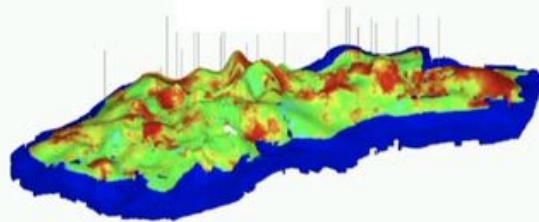
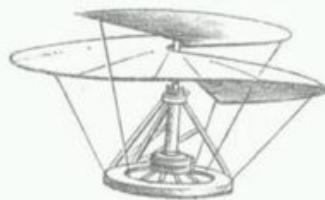
День 3

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.

2.2 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

2.3 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

2.4 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



2.5 Виды моделей

Виды моделей [4]

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

2.6 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

2.7 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

2.8 Математическая основа ГДМ

Математическая основа ГДМ

Компьютерная гидродинамическая модель месторождения основана на 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

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

$$\begin{cases} S(x,y,z,t)? \\ P(x,y,z,t)? \end{cases}$$

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

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

Начальные условия:

Либо задано напрямую распределение

Либо рассчитано из гидростатического равновесия

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

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

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

$$S_W + S_O + S_G = 1$$

Математическая основа ГДМ

Уравнение фильтрации флюидов в поровом пространстве пласта – 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

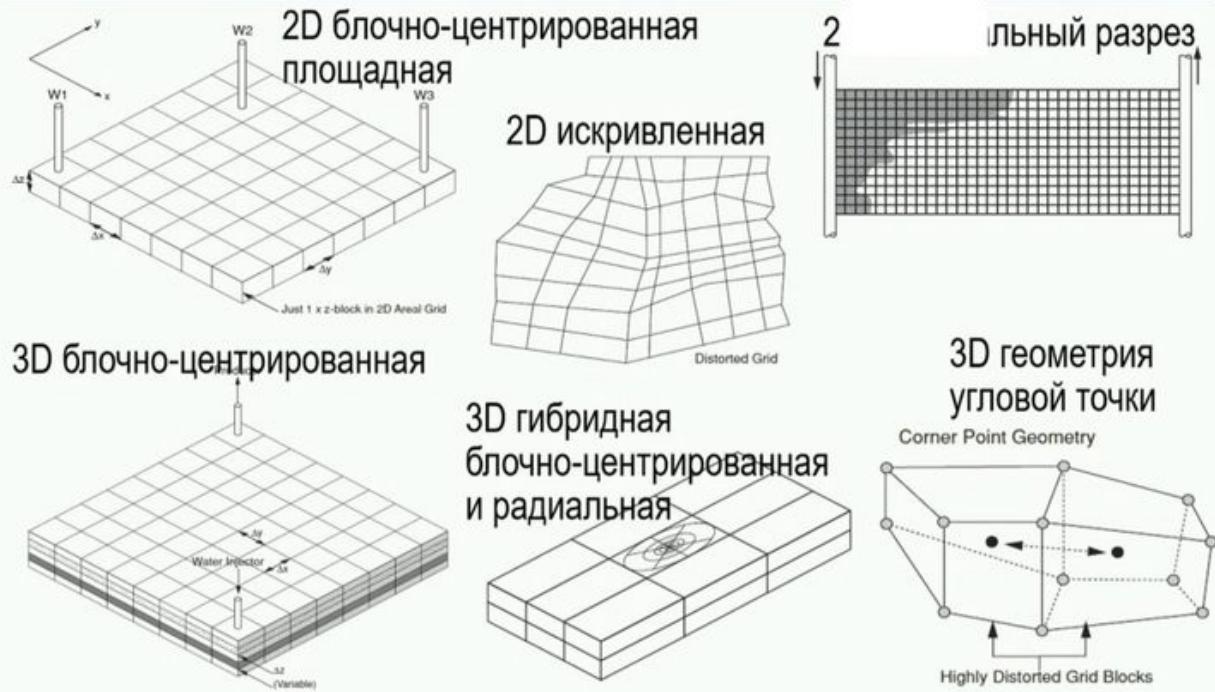
$$\int_V \operatorname{div} \vec{F} dV = \oint_S \vec{F} d\vec{S} \quad \rightarrow \quad \int_{V_i} \frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = \sum_{P=1}^{n_p} \int_{\partial V_i} \left(x_{c,P} \xi_P k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p + \nabla p_{cP} - \gamma_P \nabla D) \right) \mathbf{n} ds + \int_{V_i}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



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

2.9 Типы сеток ГДМ

Типы сеток ГДМ [5]



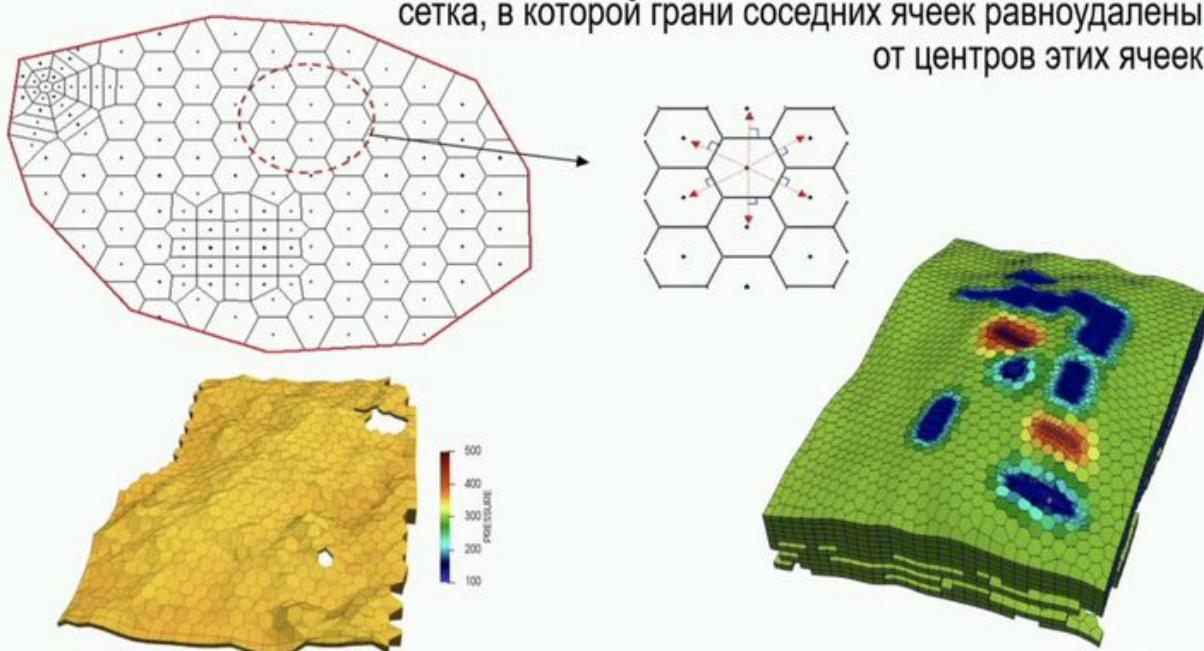
Типы сеток ГДМ

Сетка Вороного (Перпендикулярный Бисектор, РЕБИ) – л

сетка, в которой грани соседних ячеек равноудалены

ортогональная

от центров этих ячеек



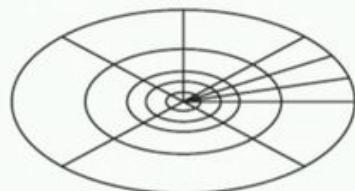
2.10 Типы сеток ГДМ. LGR

Типы сеток ГДМ. LGR

Локальное измельчение сетки

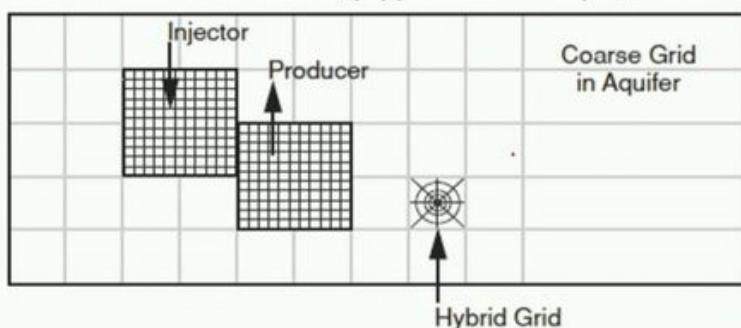
- Используется для более точного моделирования околоскважинных эффектов
- Значительно замедляет расчет

Локальное измельчение радиальной сетки



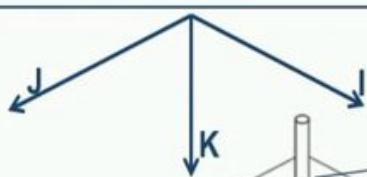
Рисунки взяты из [5]

Локальное измельчение, укрупнение и гибридная сетка



2.11 Порядок нумерации ячеек сетки

Порядок нумерации ячеек сетки



Данные по Ячейкамчитываются
сначала по I, затем по J, потом по K

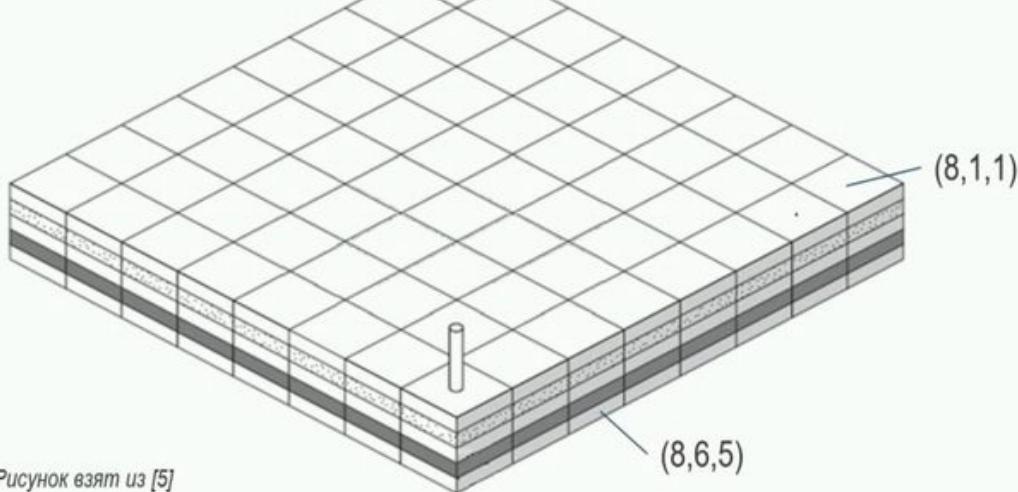


Рисунок взят из [5]

2.12 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE

Структура файла исх.данных для симуля:

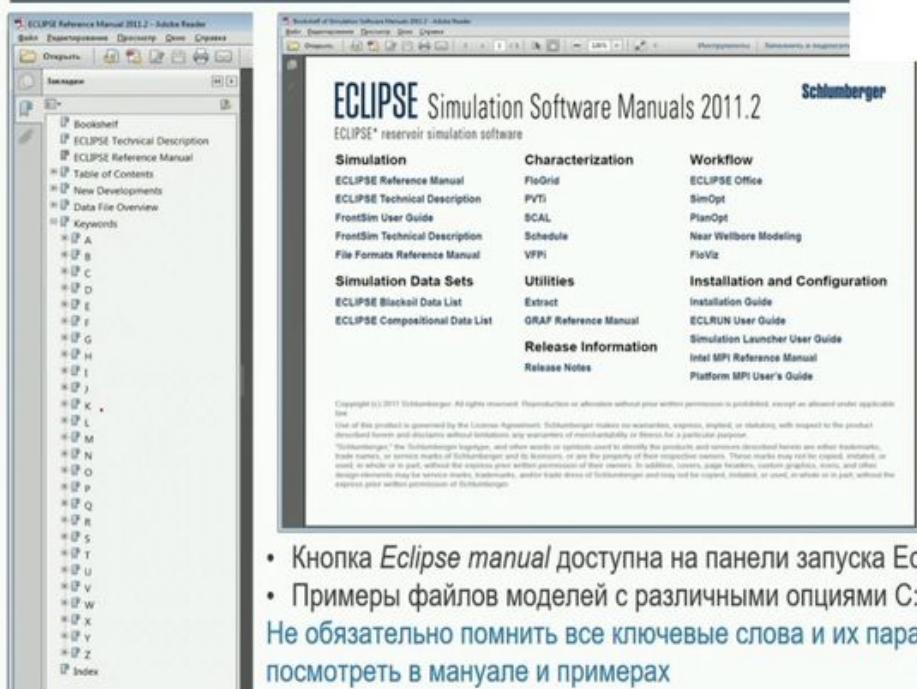
ECLIPSE

Файл *.DATA – файл с описанием параметров модели, 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

2.13 Справочники для симулятора ECLIPSE

Справочники для симулятора ECLIPSE



2.14 Задание свойств в ячейках

Задание свойств в ячейках

Для экономии вычислительных ресурсов расчет проводится только в 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*a) 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

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 17 3 3 / значение для перечисленного диапазона ячеек

[to fullscreen view](#)

COPY

PERMX PERMY / копирование массива значений PERMX в массив PERMY

PERMX PERMZ /

/

MULTIPLY

PERMZ 0.1 / умножение всех значений массива на заданное число

/

Задание свойств в ячейках

Примеры задания свойств

BOX

1 10 1.7 11 / диапазон ячеек, для которых будет задано свойство

PERMX

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

ENDBOX

[to fullscreen view](#)

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

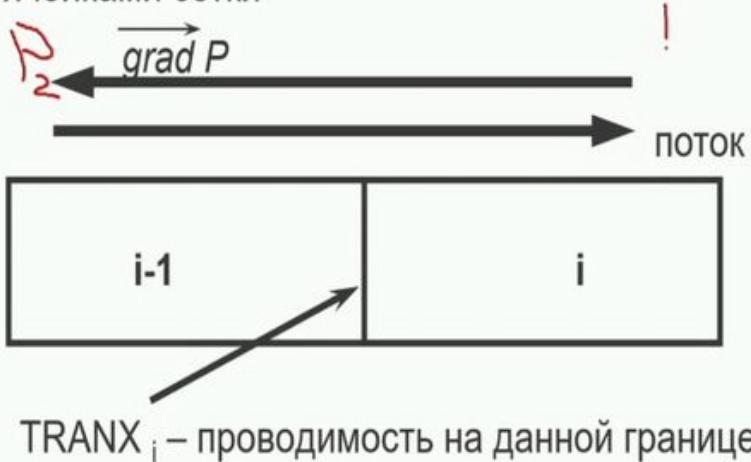
'D:\TEMP\Testmodel\Inc\GRID.inc' / полный путь к подключаемому файлу

2.15 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



Поток через ячейку [6]

По умолчанию для блочно-центрированной геометрии

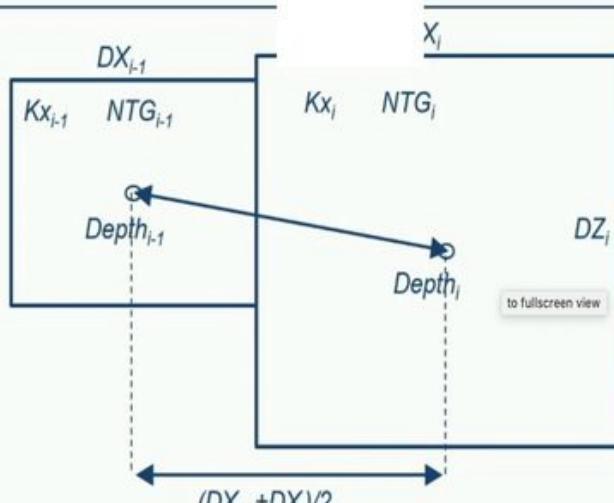
(OLDTRAN)

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

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

$$B = \frac{\left(\frac{DX_{i-1}}{Kx_{i-1}} + \frac{DX_i}{Kx_i}\right)}{2} \quad c = 0.008527$$

$$\text{DIPC} = \frac{\left(\frac{DX_{i-1} + DX_i}{2}\right)^2}{\left(\frac{DX_{i-1} + DX_i}{2}\right)^2 + (\text{Depth}_{i-1} - \text{Depth}_i)^2}$$



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

Поток через ячейку [6]

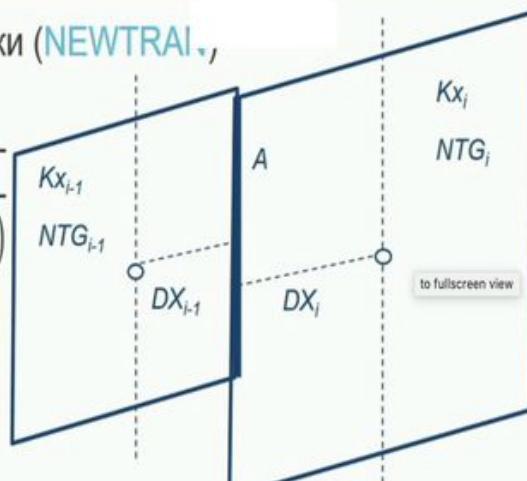
По умолчанию для геометрии угловой точки (NEWTRAI),

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

$$c = 0.008527$$

$$(A \cdot D_i) = A_x \cdot DX_i + A_y \cdot DY_i + A_z \cdot DZ_i$$

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



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

2.16 Несоседние соединения NNC

Несоседние соединения NNC

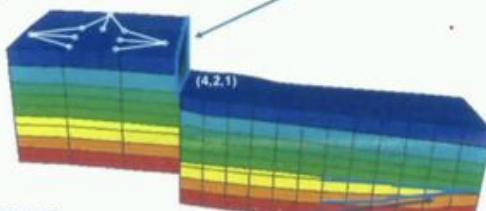
NNC разрешает переток между ячейками с несоседними

ячейками:

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

Локальное измельчение

Глоб ячейка (1,2,1) имеет NNC с ячейками LGR (1,1,1), (1,2,1) и (1,3,1)



Выклинивание

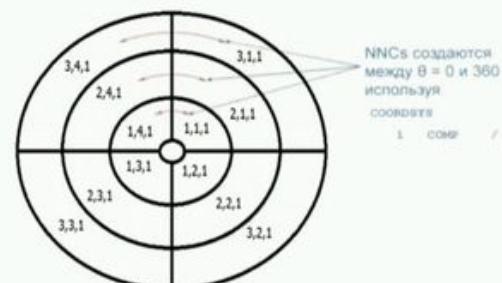
(12,2,5) имеет NNC с (12,2,7)
PINCH или MINPV должны быть использованы

Разлом

(4,2,1) имеет NNCs с (3,2,3) и (3,2,4)

Schlumberger

[to fullscreen view](#)



Schlumberger

NNCs создаются между $\theta = 0$ и 360° используя координаты

1. Сфер.

2.17 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

Чтобы уменьшить численную дисперсию:

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

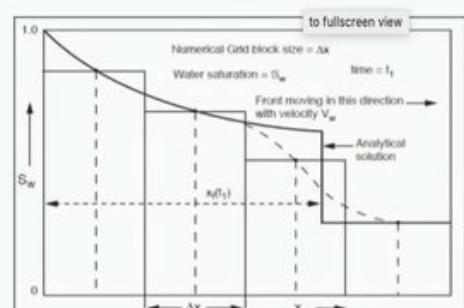


Рисунок взят из [5]

Проблемы пространственной дискретиза^и

При несовпадении основных направлений фильтрации и направлением сетки ячеек возникает численная ошибка, называемая

- Эффект ориентации сетки

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

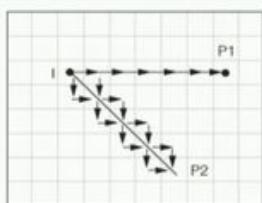
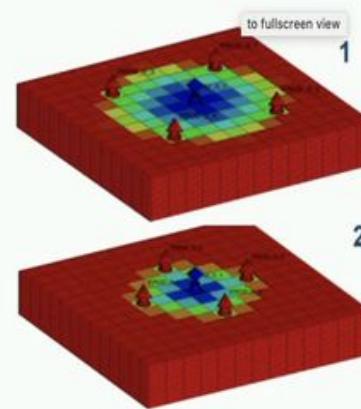
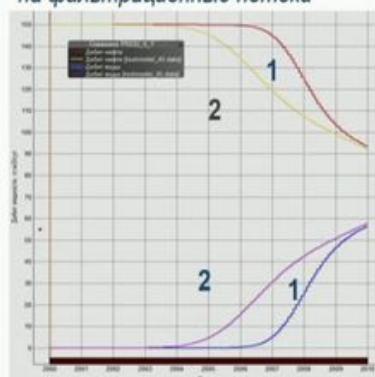


Рисунок взят из [5]

Пример влияния ориентации сетки на фильтрационные потоки



Проблемы пространственной дискретиза^и

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

2.18 Построение грида

Построение грида

Учет характера осадконакопления при разбиении на слои



- налекание - 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

2.19 Гидродинамические модели (схема)



2.20 Типы расчётных моделей

2.20.1 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, попарменное нагнетание (WAG) несмешивающихся флюидов
- Химическое заводнение (полимеры, щелочи, ПАВ, ASP)

2.20.2 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

2.20.3 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

2.20.4 Модель двойной или мульти-среды

Типы расчетных моделей. Модели двойн

эти- среды

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

Выделяют следующие подтипы:

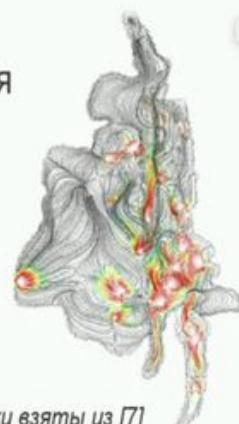
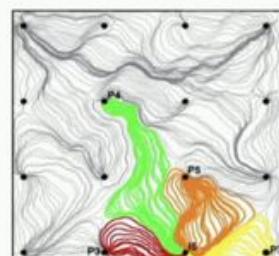
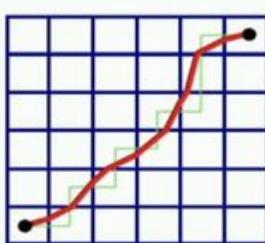
- Модель двойной пористости (запасы в матрице, фильтрация только по трещинам)
- Модель двойной проницаемости (фильтрация и по трещинам и по матрице)
- Модель мультипористости (трещинно-каверно-поровые коллектора, сланцевый газ, метан угольных пластов)

[to fullscreen](#)

2.20.5 Модели линий тока

Типы расчетных моделей. Модели линий

- Вместо решения конечно-разностных уравнений на 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]

2.20.6 Proxy-модели

Типы расчетных моделей. Proxy-модели

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

иентов

Особенности proxy-модели в NGT SMART:

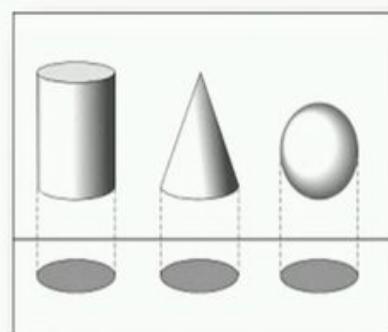
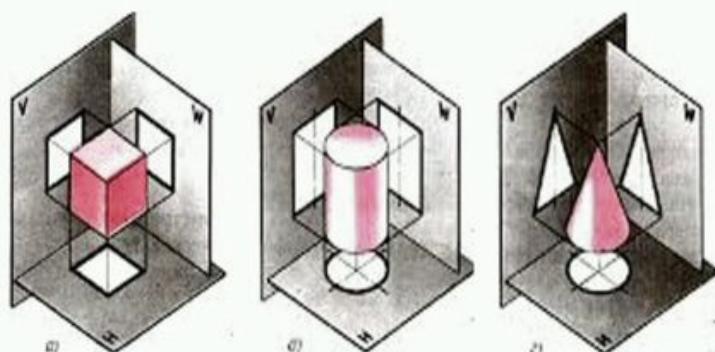
- Пласт плоский
- 2-мерная модель течения
- Объект разработки – 1 слой
- Пористость = const
- Проницаемость – автоматически подбираемый параметр
- Карты начальной нефтенасыщенности и начального давления всегда задаются явным образом
- Нет процедуры гидростатического выравнивания
- Ограниченные возможности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

Типы расчетных моделей. Proxy-модели

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

еобходим учет

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



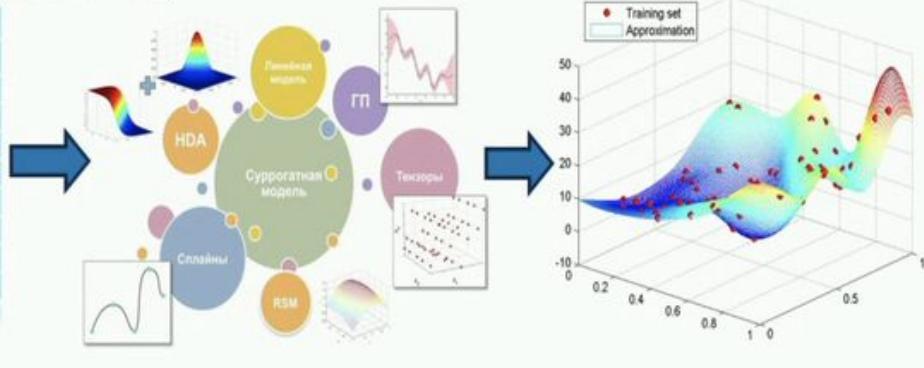
2.20.7 Суррогатные (мета) модели

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Что такое суррогатная модель?

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

Параметры		Хар-ки
X_1	X_2	Y
0.31875	2.4053	0.76667
0.97487	1.1275	1.09917
0.27726	6.1395	1.70222
0.16531	6.0143	0.99423
0.65117	0.9327	0.60738
0.37336	2.7847	1.0397
0.13154	9.0061	1.1847
0.78076	4.5013	3.51446



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)

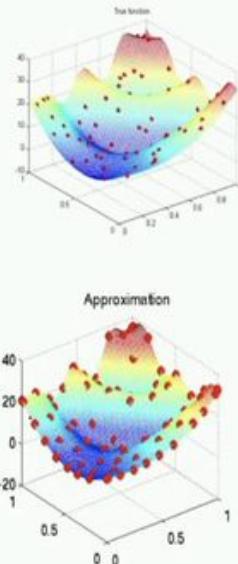
По материалам Skoltech

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

ПИ

Основные шаги создания суррогатной модели:

- Инициализация: вычислительные эксперименты с исходной физ. моделью $f(X)$ в точках $\{X_i\} \Rightarrow$ начальная выборка $S_{init} = \{X_i, Y_i = f(X_i)\}$
- Построение по S_{init} функции $f_{Surr}(X)$: $f(X) \approx f_{Surr}(X), X \in U$
- Поиск $X_{new} \in U$ (планирование эксперимента) и вычисление с исходной моделью f в точке $X_{new} \Rightarrow$ добавление в данные новой точки $(X_{new}, f(X_{new}))$
- Построение новой суррогатной модели $f_{Surr}(X)$ и анализ точности
- Итеративный переход к Шагам 2 – 4.
- Критерий завершения работы: по точности/времени



По материалам Skoltech

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мет

ПИ

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»



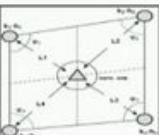
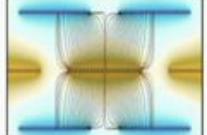
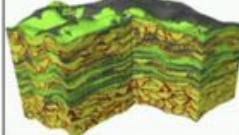
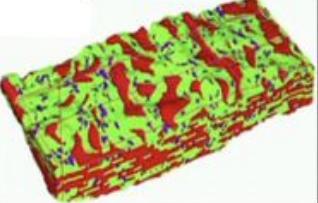
Требуются «быстрые» модели, аппроксимирующие исходные модели
(суррогатные модели)

По материалам Skoltech

2.21 Иерархия гидродинамических моделей

Иерархия гидродинамических моделей

Сложность, длительность, детальность на входе и выходе

1D-модель	1.5D-модель	2D-модель	3D сектор	3D полномасштабная модель
$q_{well} = f(A_{pattern}, L_{well})$ <ul style="list-style-type: none"> 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 	 <ul style="list-style-type: none"> Инструмент расчета в условиях умеренно высокой неопределенности в данных Решение оперативных прикладных задач, в т.ч. формирование рекомендаций по заведению, ГТМ, промывковым исследованиям Системный подход к мониторингу параметров скважины/пласта Широкие возможности автоматизации расчетов Очень высокая скорость расчетов Неограничен по количеству расчетов 	 <ul style="list-style-type: none"> Физическое моделирование прорывов газа и воды Воспроизведение переходных явлений: конусообразование, дестабилизация 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 цепь интегрированного проектирования Неограничен по количеству расчетов 	 <ul style="list-style-type: none"> Воспроизведение латеральной фациальной 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 	 <ul style="list-style-type: none"> Расчет вариантов разработки Обоснование концепции поверхностного обустройства месторождения Верификация фильтрационных характеристик пласта, воспроизведенных в 2D и детальных 3D секторных моделях
<small>NGT-Smart, Repos GeoMate</small>	<small>Petex Mbal «Контроль разработки» «Подбор кандидатов ГТМ»</small>	<small>FrontSim, Topaze, floodOPT, RSOFFICE NumEx, GeoMate</small>	<small>Intersect, Eclipse, CMG, Tempest, iNavigator NumEx, PEBI</small>	<small>Intersect, Eclipse, CMG, Tempest, iNavigator PEBI</small>

2.22 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

Местоположение моделирования в цикле

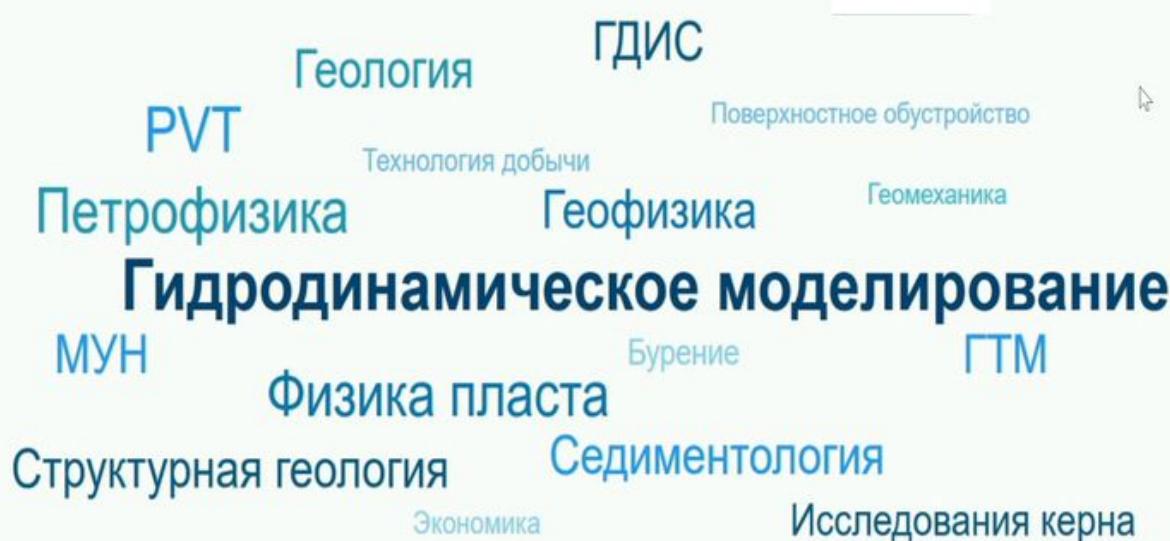
добычи

Групповая дискуссия:

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

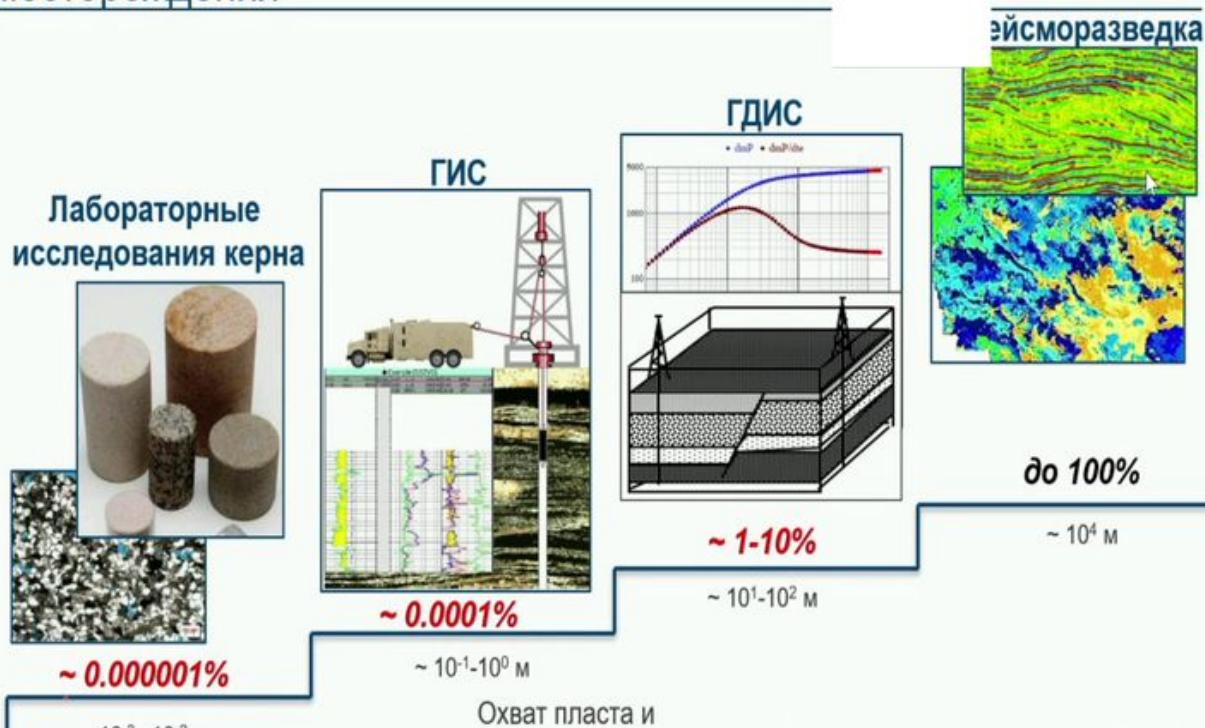
Местоположение моделирования в цикле

добычи



2.23 Источники геологической информации в масштабе месторождения

Источники геологической информации в масштабе месторождения



2.24 Охват исследованием и погрешность

Охват исследованием и погрешность [13]



2.25 Исходные данные для гидродинамического моделирования

Исходные данные для гидродинамического моделирования

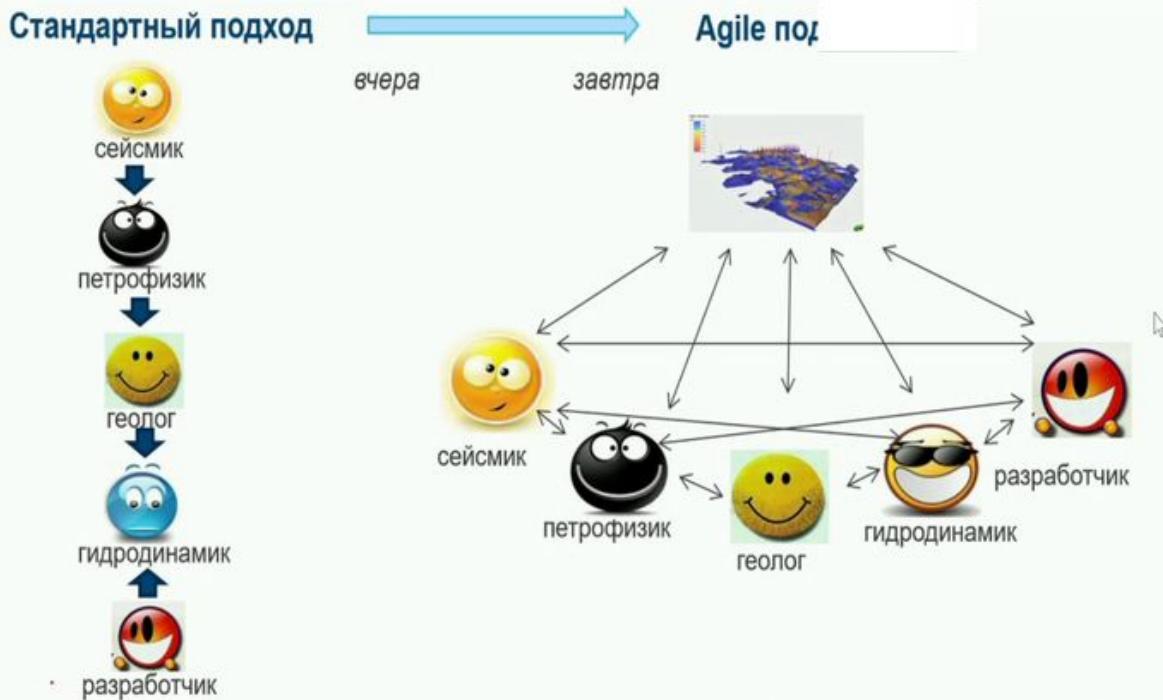
Данные	Источник	se
Сетка модели (геометрия), разломы	Геомодель	SPECGRID, GRIDU..., COORD..., COORD, ZCORN, FAULTS
Пористость	Геомодель	PORO
Проницаемость	Геомодель	PERMX, PERMY, PERMZ, PERMR, PERMTHT
Песчанистость	Геомодель	NTG
Насыщенность	Геомодель	SWAT, SOIL, SGAS, SWATINIT
ОФП, капиллярное давление	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, KRWR, 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

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!»

2.26 Подходы к построению ПДГГДМ

Подходы к построению ПДГГДМ



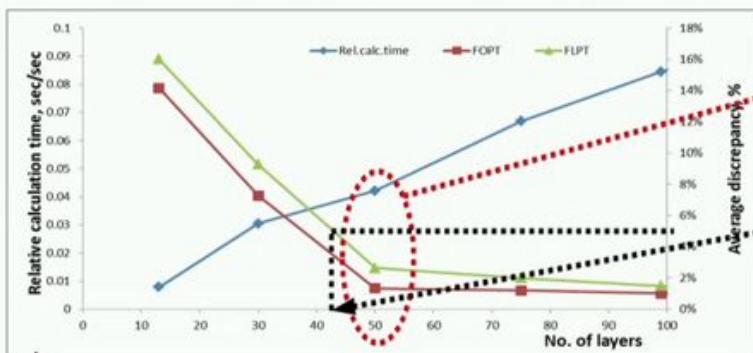
2.27 Ремасштабирование геомодели

Ремасштабирование геомодели

- При гидродинамическом моделировании возникает проблема 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:

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



1. Оптимум:
Дальнейшее
укрупнение ведет к
резкому росту ошибки

2. Ограничение по
абс.значению ошибки
(например, 5%)

Можно использовать любой из указанных
способов выбора степени укрупнения

2.28 Ремасштабирование структуры (upgridding)

Ремасштабирование структуры (Upgriddir)

Укрупнение по латерали

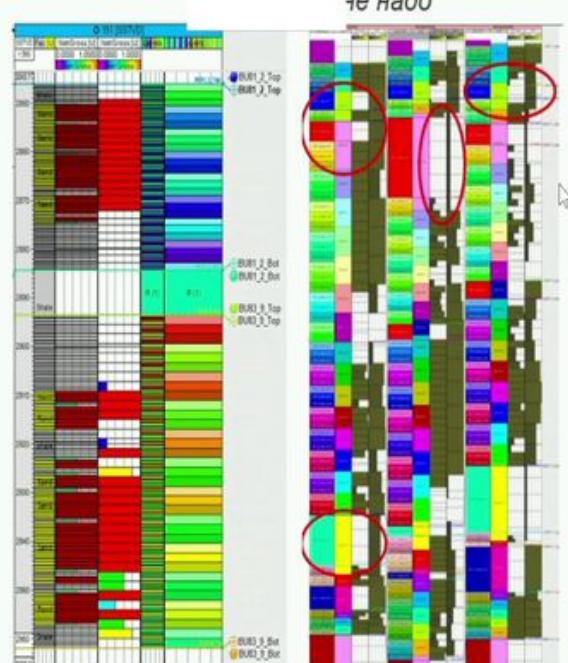
- Согласно РД 153-39.0-047-00 и Методике Компании М-01.05.25-02 рекомендуется чтобы между скважинами, работающими на один объект было не менее 3-5 ячеек, оптимально 10
- С другой стороны, в условиях ограниченного количества данных не стоит стремиться к излишней детализации (точности не добавится, а время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



Ремасштабирование структуры (Upgriddir)

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



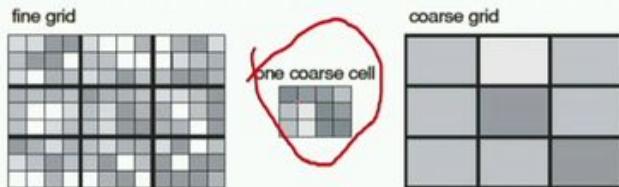
2.29 Ремасштабирование свойств

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]

2.30 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

$$k_{eff} = k_a = \frac{\sum t_i k_i}{\sum t_i} \rightarrow \begin{array}{c} \text{yellow} \\ \text{green} \\ \text{blue} \end{array}$$

$$k_{eff} = k_h = \frac{\sum t_i}{\sum \frac{t_i}{k_i}} \rightarrow \begin{array}{c} \text{yellow} \\ \text{green} \\ \text{blue} \end{array}$$

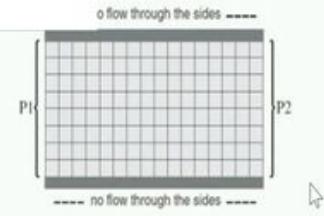
$$k_g = \exp \left(\frac{\sum \ln(k_i)}{n} \right)$$



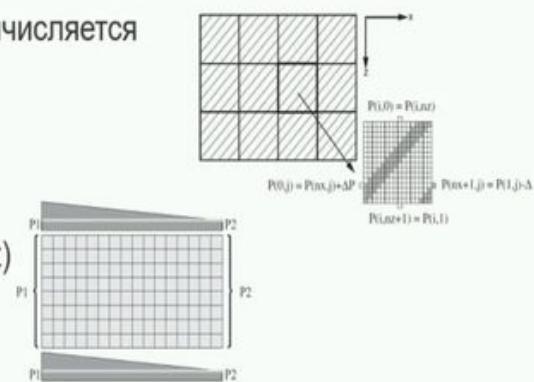
Ремасштабирование проницаемости (Flow-based)

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

$$Q = \frac{k_{eff,x} A (P_1 - P_2)}{\mu L}$$



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

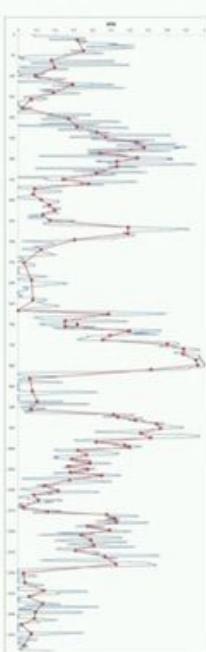


k_{eff}

2.31 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

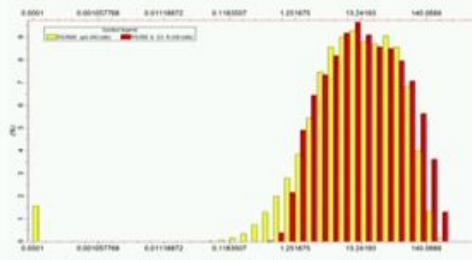
Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

ГСР песчанистости



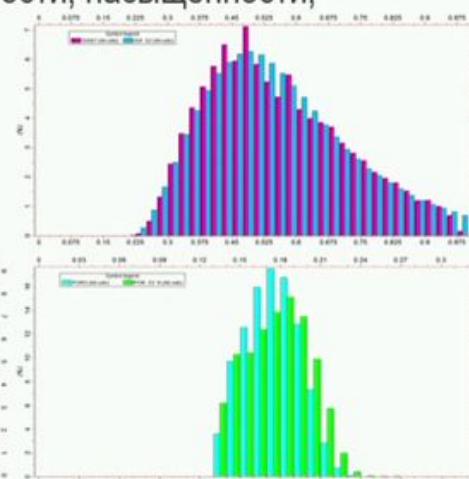
Для контроля качества ремасштабирования сопоставление:

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



ва

зодится



2.32 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]

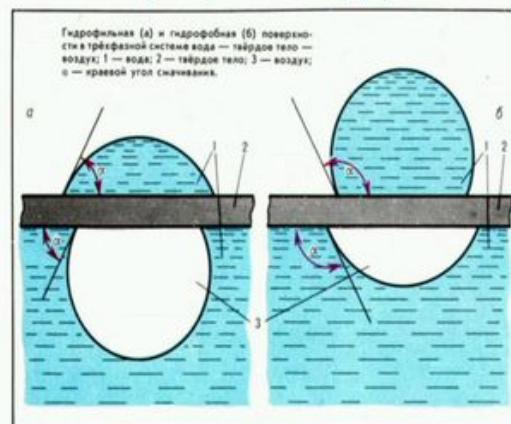
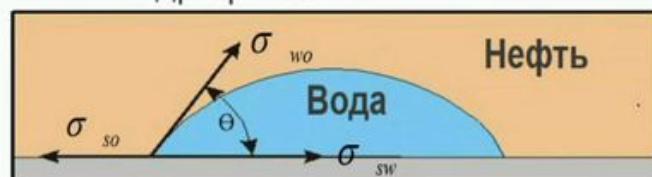
2.33 Смачиваемость

Смачиваемость

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

Породы бывают:

- гидрофильные
- с промежуточными условиями смачиваемости
- гидрофобные



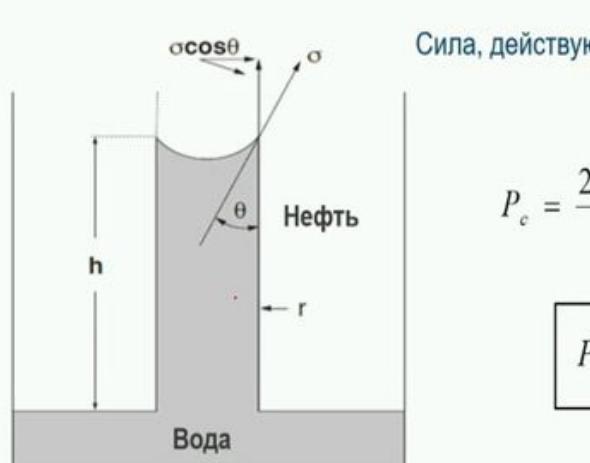
$$\cos \theta = (\sigma_{so} - \sigma_{sw}) / \sigma_{wo}$$

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

2.34 Капиллярное давление

Капиллярное давление

Капиллярное давление – разница между давлением и смачивающей фазой 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]

Капиллярное давление



Рисунок взят из [5]

Капиллярное давление

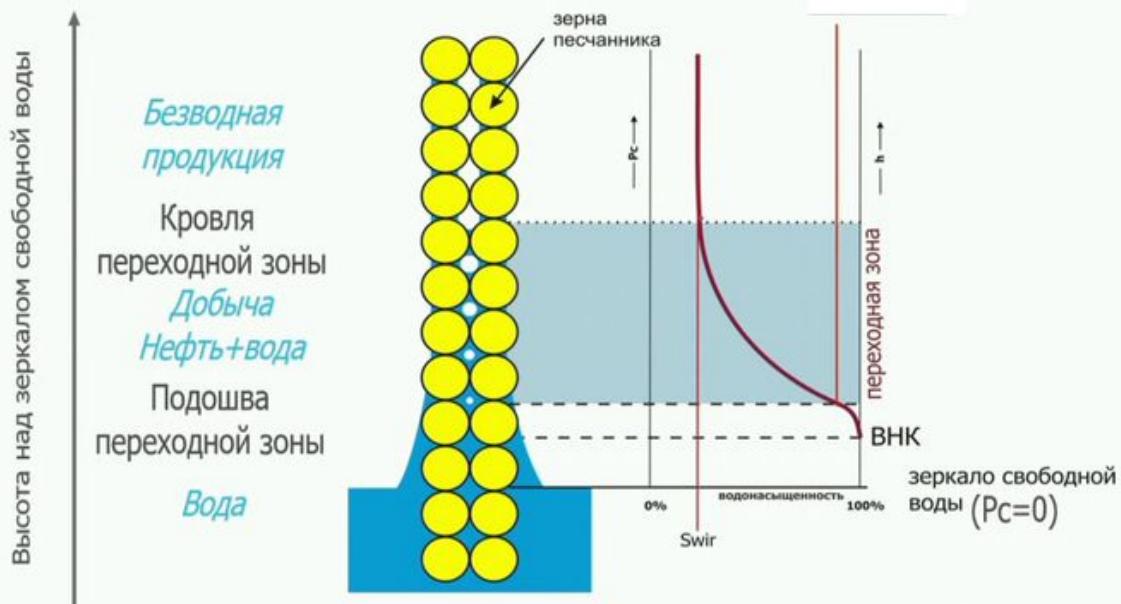
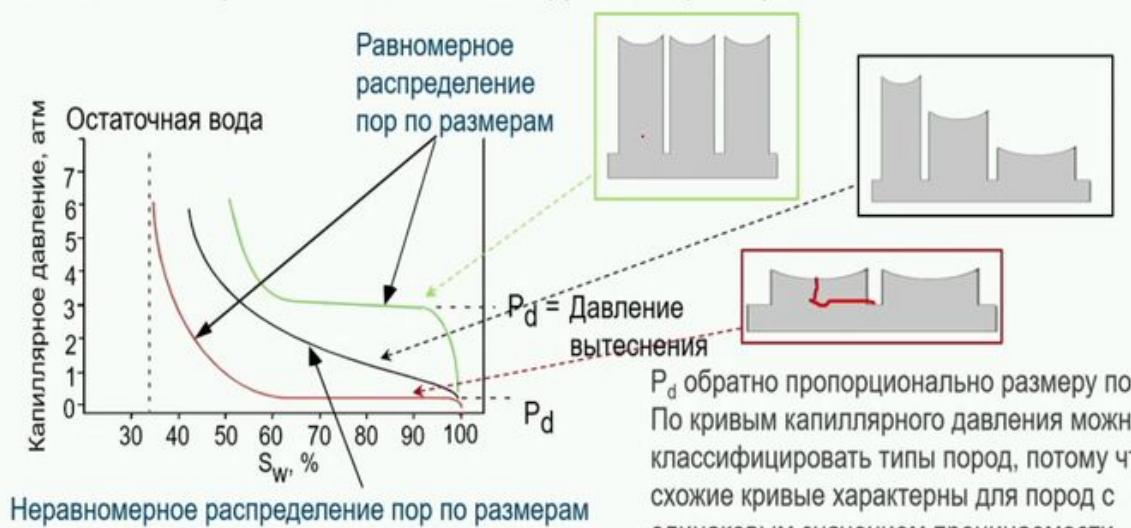


Рисунок взят из [5]

Капиллярное давление

Давление вытеснения – капиллярное давление, при котором вытесняемая фаза соединяет самые крупные поры породы

и нить

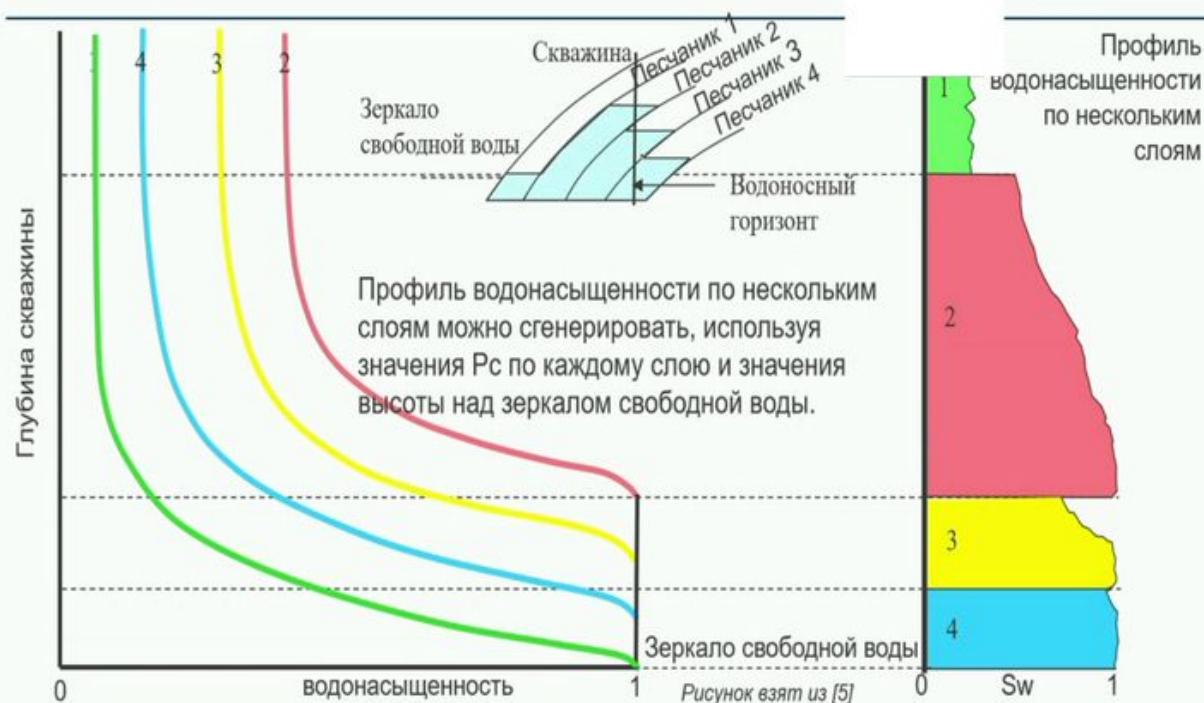


P_d обратно пропорционально размеру пор
По кривым капиллярного давления можно классифицировать типы пород, потому что схожие кривые характерны для пород с одинаковым значением проницаемости

Рисунок взят из [5]

2.35 Капиллярное давление для разных типов породы

Капиллярное давление для разных типов

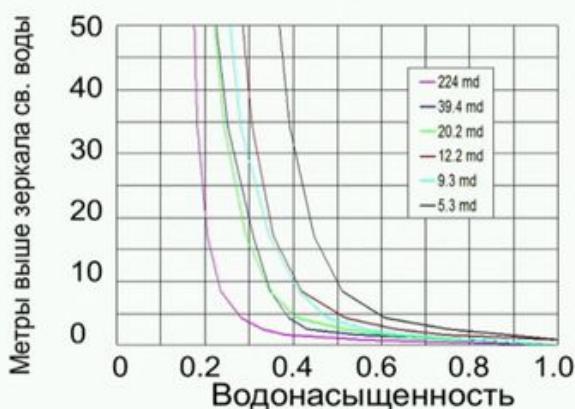


2.36 J-функция Леверетта

J-функция Леверетта

J-функция – это средство нормализации значений различными значениями пористости и проницаемости

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



P_c - Капиллярное давление

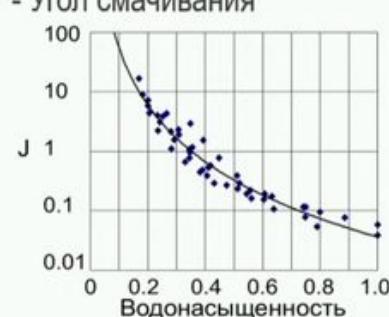
k - Проницаемость

ϕ - Пористость

σ - Поверхностное натяжение

U_c - Константа для системы единиц

θ - Угол смачивания



разцам с

2.37 Капиллярное давление. Лабораторные исследования

Капиллярное давление. Лабораторные ис

зания

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

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

Система	Конт. угол θ	Пов. натяж. σ
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

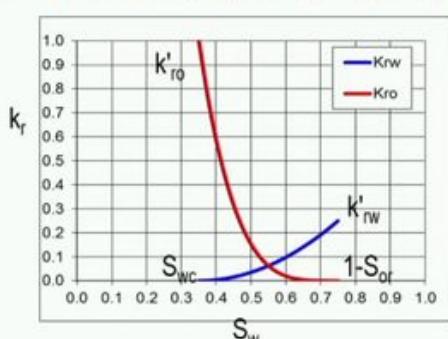
2.38 ОФП

ОФП

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

Эффективная проницаемость
Абсолютная проницаемость
Относительная 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

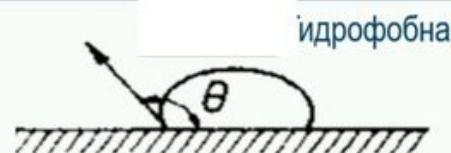
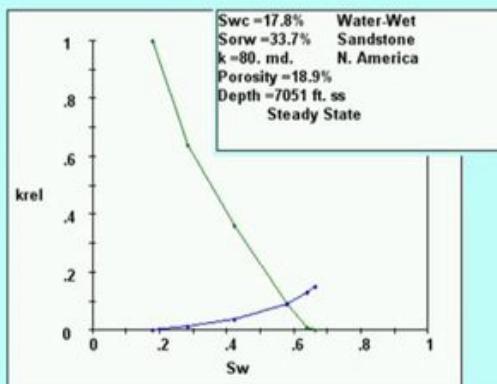
2.39 Смачиваемость. Критерий Craig (1971)

Смачиваемость. Критерий Craig (1971)



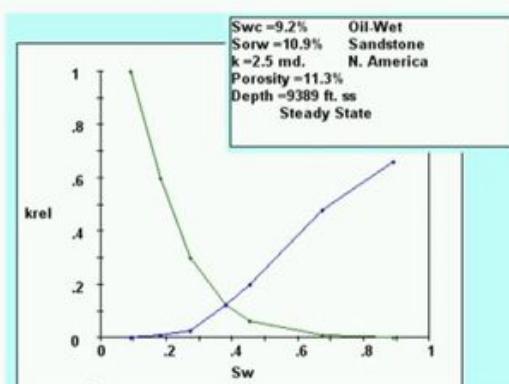
$$S_{wc} > 0.2 \quad K_{rw}(S_{or}) < 0.3$$

$$K_{ro} = K_{rw} \text{ при } S_w > 0.5$$



$$S_{wc} < 0.15 \quad K_{rw}(S_{or}) > 0.5$$

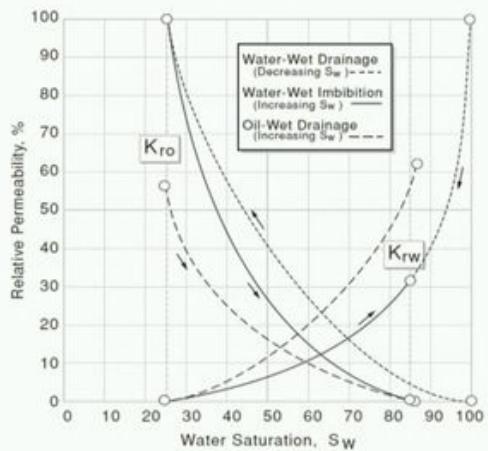
$$K_{ro} = K_{rw} \text{ при } S_w < 0.5$$



2.40 Гистерезис ОФП

Гистерезис ОФП

При вытеснении в разных направлениях ОФП будут различаться – гистерезис.



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]

2.41 ОФП. Лабораторные исследования

ОФП

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

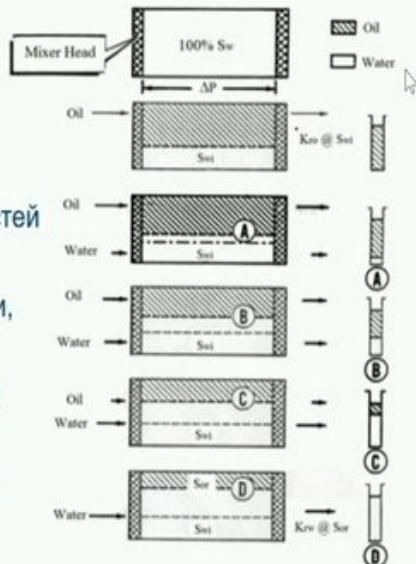


ОФП. Лабораторные исследования

- Установившийся режим.** При применении метода установившегося режима постоянная пропорция флюидов пропускается через тестовый образец до достижения равновесного состояния давления и насыщения. 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.

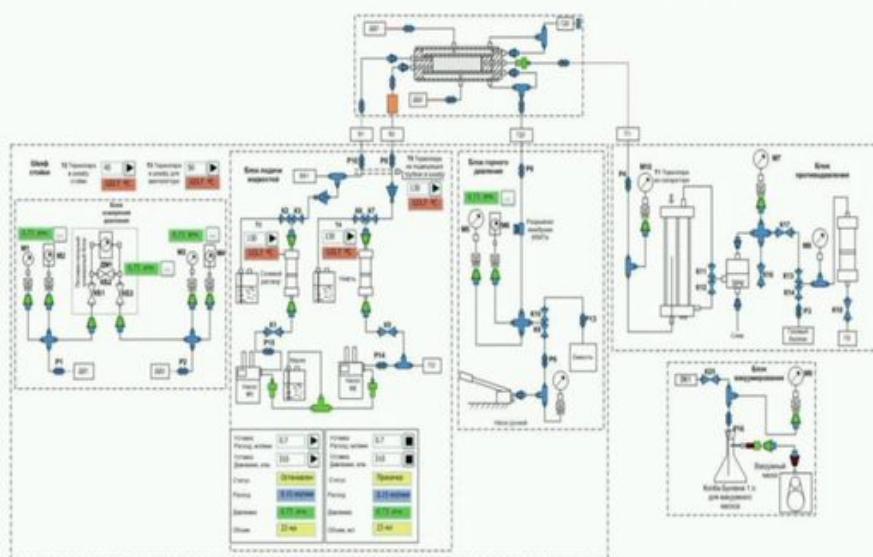
ОФП. Лабораторные исследования

- 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%



ОФП. Лабораторные исследования

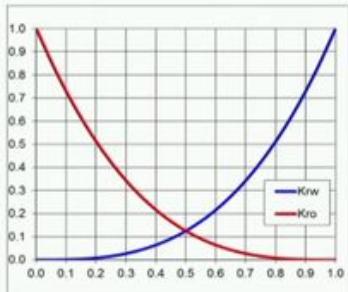
Схема установки для измерения двухфазных ОФП на керне



По материалам компании Геологика [10]

ОФП

Для аппроксимации результатов лаб.исследований используются



Корреляция Corey

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

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

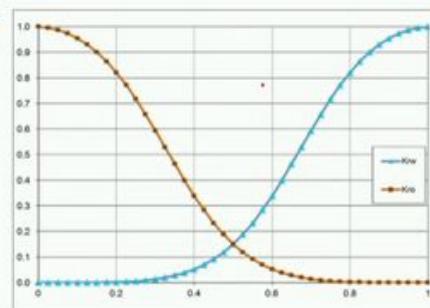
и Corey или LET

Корреляция LET

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

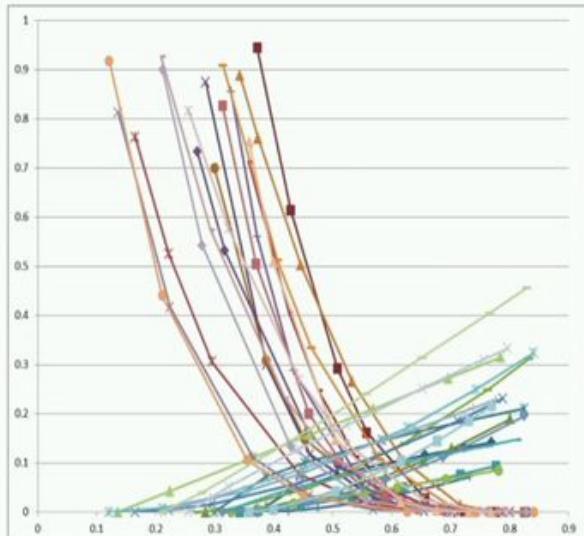
$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{or}}{1 - S_{or} - S_w}$$

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



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 ост.насыщенностей и концевых точек от ФЕС
4. Рассчитать кубы ост.насыщенностей 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 (осреднить в пределах типа)

ОФП

Чтобы задать зависимость ОФП от свойств ячейки используе

бирование

- 2-х точечное
- 3-х точечное

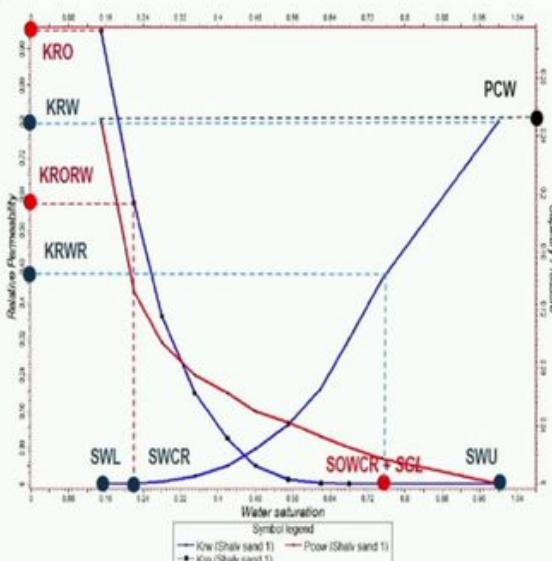
По результатам анализа керна:

- 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

2.42 Концевые точки ОФП в системе нефть-вода

Концевые точки ОФП в системе нефть-во



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

SWOF	Sw	KRORW	Krw	PCW
--	0.15	0	1	0.25
SWL	0.22	0	0.62	0.1325
SWCR	0.28	0.005	0.37	0.0975
	0.35	0.017	0.2	0.075
	0.42	0.04	0.1	0.0625
1-SOWCR-SGL	0.48	0.077	0.04	0.05
	0.55	0.13	0.01	0.0425
	0.62	0.21	0.002	0.0325
	0.68	0.32	0.00015	0.025
	0.75	0.45	0	0.0175
	1	0.8	0	0

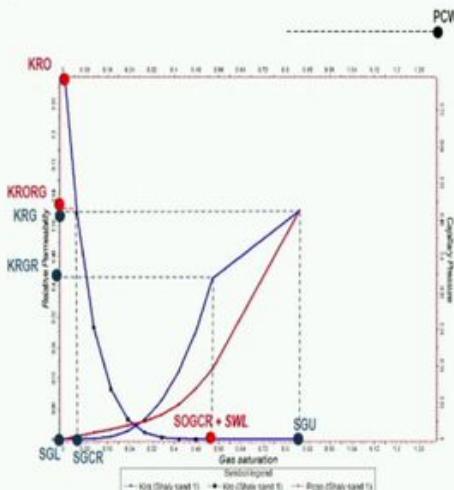
SWL – связанный водонасыщенность

SWCR – критическая водонасыщенность

SWU – максимальная водонасыщенность

SOWCR – критическая нефть в переходной зоне нефть-вода

Концевые точки ОФП в системе нефть-газ



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

SGOF		KRO	KRORG	Krg	Pc
--	Sg			0	0
SGL	0			0.59329	0.006604
SGCR	0.05			0.29265	0.014536
	0.11111	0.000823	0.13134	0.021764	
	0.17222	0.006584	0.052086	0.030077	
	0.23333	0.022222	0.017443	0.038953	
	0.29444	0.052674	0.004572	0.053217	
	0.35556	0.10288	0.000813	0.077125	
	0.41667	0.17778	0.000071	0.1115	
	0.47778	0.2823	0	0.1541	
	0.53889	0.4214	0	0.22	
	0.85	0.6			
1-SOGCR-SWL				KRG	PCG
SGU					
/					
KRGR					
KRG					

KRG – отн.проницаемость газа при макс. Sg
KRGR – отн.проницаемость газа при крит. So
KRORG – отн.проницаемость нефти при крит. Sg
KRO – отн.проницаемость нефти при макс. So

2.43 Масштабирование ОФП

Масштабирование ОФП

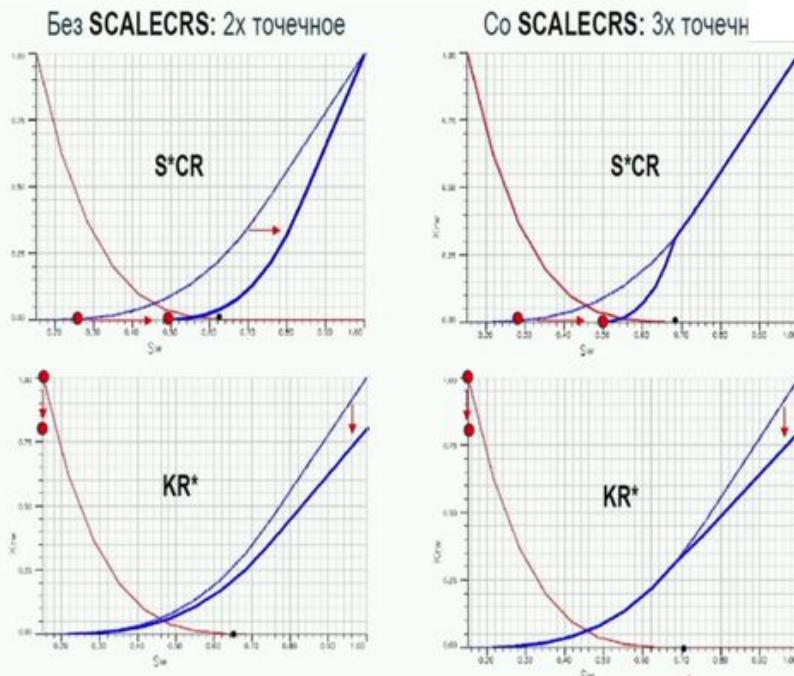
Без ключевого слова SCALECRS:	
	2-точечное
k_{rw}	SWCR & SWU
k_{rg}	SGCR & SGU
k_{row}	SOWCR & (1-SWL-SGL)
k_{rog}	SOGCR & (1-SWL-SGL)

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)

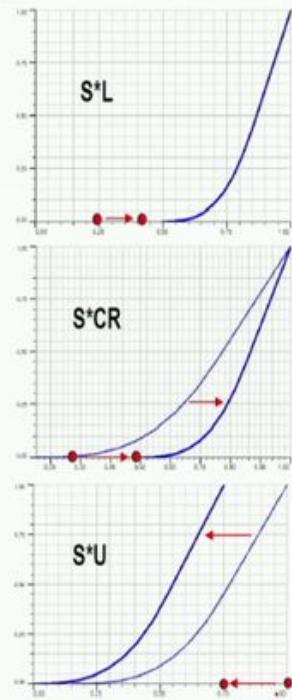
В водо-газовой модели	
k_{rw}	SWCR, (1-SGCR)
k_{rg}	SGCR, (1-SWCR) & SGU

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

Масштабирование ОФП



Масштабирование ОФП



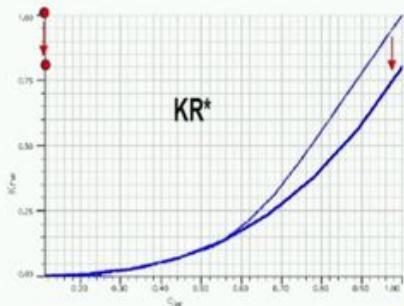
Изменение S^*L или S^*U :

- Балансовые запасы
- Тип коллектора

Изменение S^*CR :

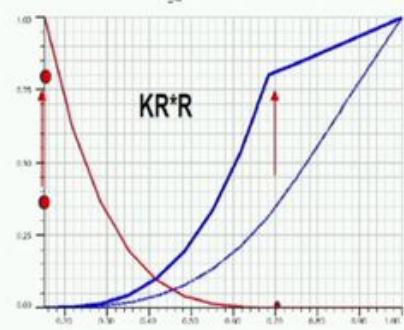
- Извлекаемые запасы
- Подвижность фазы в переходной зоне
- Продвижение фронта вытеснения
- Время прорыва фазы в скважину
- Интенсивность повышения насыщенности
- Коэффициент вытеснения фазы

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

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

2.43.1 По горизонтали

Масштабирование ОФП по горизонтали (по н

юсти) [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]

2.43.2 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 **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 $SR \leq SW \leq SWU$

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

2.44 Согласованность массивов в модели

Согласованность массивов в модели

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

Согласованность массивов в модели

Т.к. $S_o + S_g + S_w = 1$, то

- $SGU \leq 1.0 - SWL$ и $SGL \leq 1.0 - SWU$

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

```
0--WARNING AT TIME      0.0 DAYS ( 1-JAN-2004):
0   MAXIMUM GAS SATURATION EXCEEDS
0   (1.0-SWCO) IN GRID CELL
0   ( 1, 2, 6 ). SGMAX =  0.7000
0   (1.0-SWCO) =  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:

```
0--WARNING AT TIME      0.0 DAYS ( 1-JAN-1998):
0   MAXIMUM WATER SATURATION IS LESS THAN
0   (1.0-SOWCR-SGL) IN GRID CELL
0   ( 20, 4, 1 ). SWMAX =  0.6500
0   (1.0-SOWCR-SGL) =  0.7300
```

SCALECRS
YES /

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

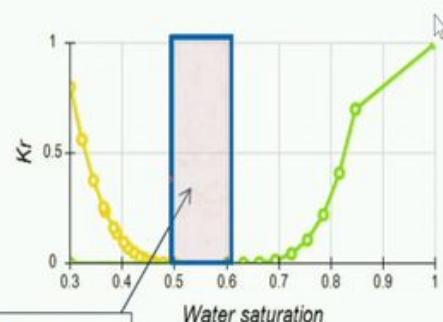
```
0-- ERROR AT TIME      0.0 DAYS ( 1-JAN-1998):
0   CONSISTENCY PROBLEM WITH WATER PHASE END
0   POINTS IN GRID CELL ( 5, 1, 2 )
0   CONNATE=  0.2000 CRIT=  0.1500 MAX=  1.0000
```

- $SOWCR + SWCR < 1.0$

- $SOGCR + SGCR + SWL < 1.0$

- В противном случае:

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



Интервал Sw ,
где обе фазы
неподвижны

KRW KROW

2.45 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП)

Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг)

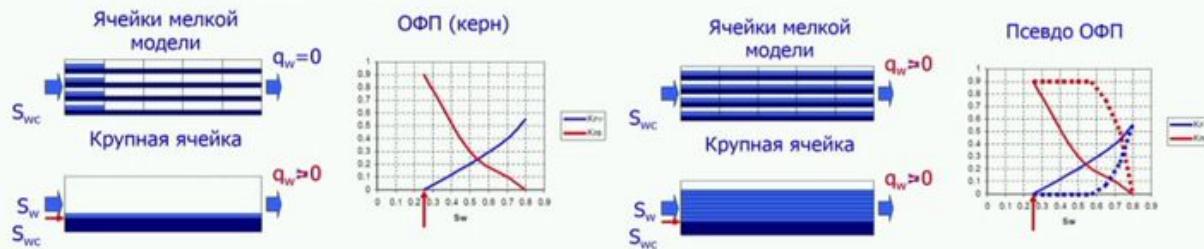
1

Для корректного учета двухфазного потока в больших ячейках необходимо 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 Kute & 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!

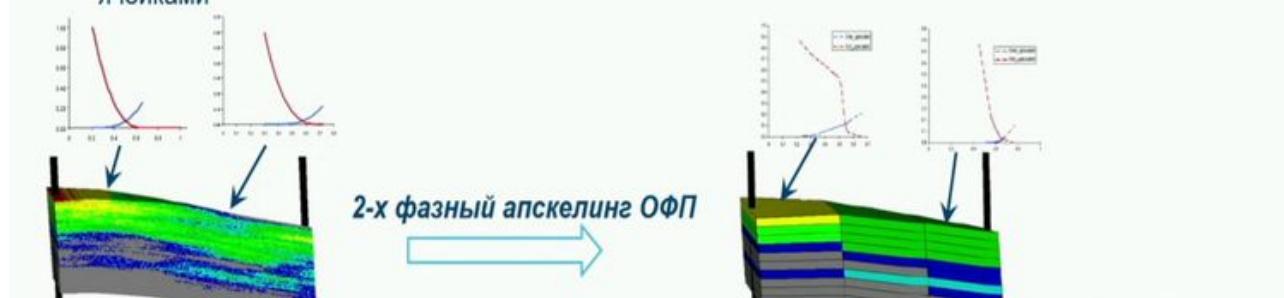


Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг)

1

Алгоритм 2-х фазного апскелинга

- Выбрать участок модели с характерным распределением свойств между добывающей и нагнетательной скважиной
- Построить модель с мелкой (размером с керн) сеткой (можно взять 2D разрез), задать в ней ОФП с керна и рассчитать
- Записать динамику обводнения, дебиты и давления по результатам расчета
- Укрупнить ячейки до размеров ячеек в ГДМ
- 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

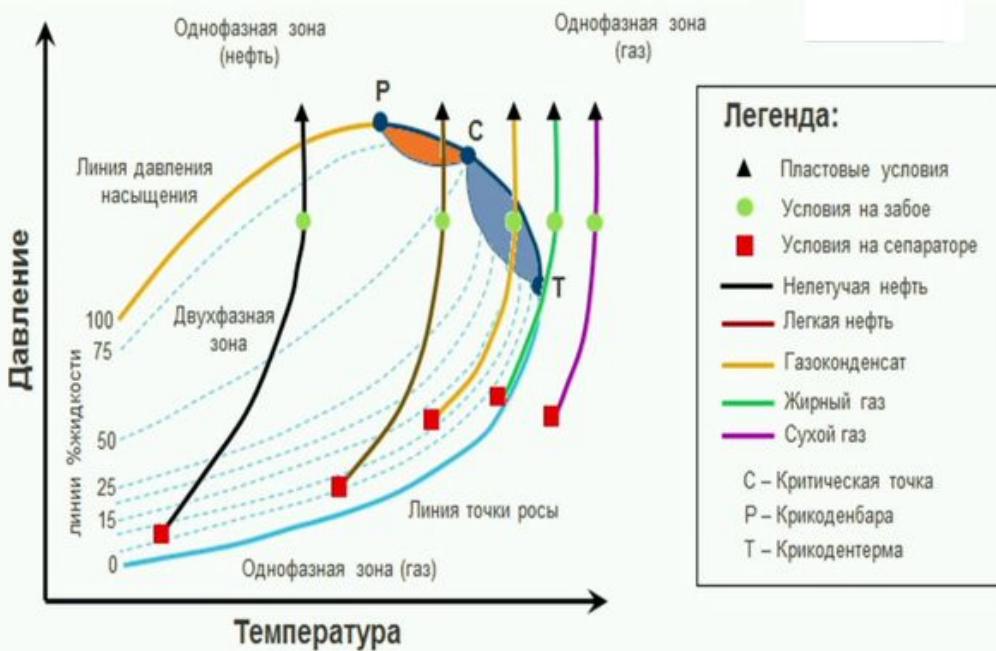


2.46 Типы флюидов

Типы флюидов

Нефти							
Параметр	Тяже-ая	Обычная	Высокой снимаемости	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 ³ /ст.м ³	0-35	35-125	125-200	200-600	600-1400	1400-5300	3600+
Первоначальный объемный коэффициент, β_0 , пласт. м ³ /ст. м ³	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

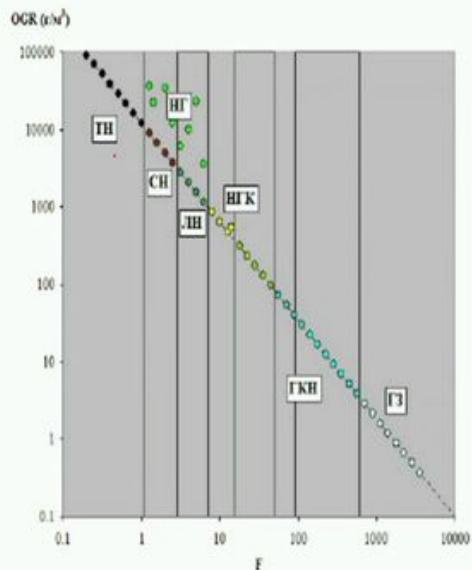
Типы флюидов [12]



2.47 Определение типа залежи по составу УВ

Определение типа залежи по составу УВ

[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.

2.48 PVT-свойства

PVT-свойства

Основные PVT-свойства флюидов, задаваемые в М

- 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 (μ_o)
- Вязкость газа (μ_g)
- Вязкость воды (μ_w)

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

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

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

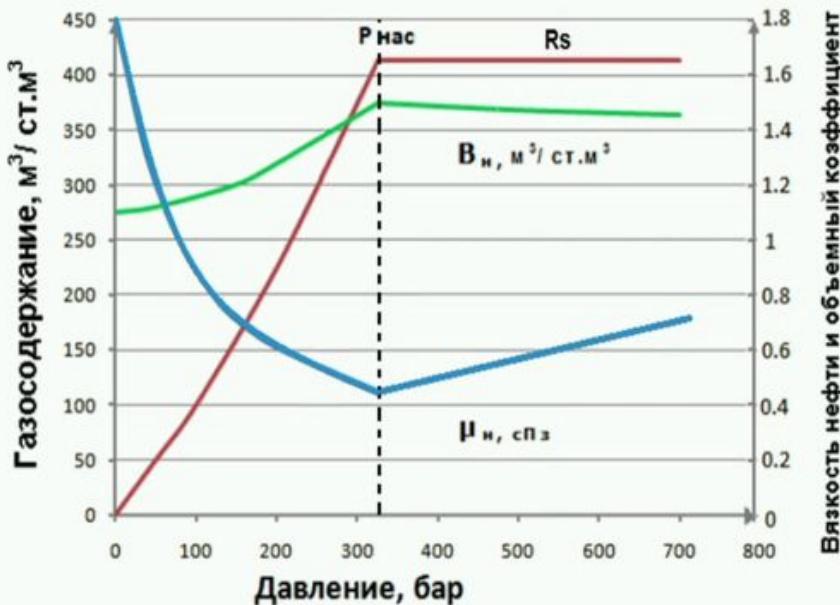
$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{bar} \right]$$

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

2.49 PVT-свойства нефти

PVT-свойства нефти [12]

Типичные кривые свойств нефти



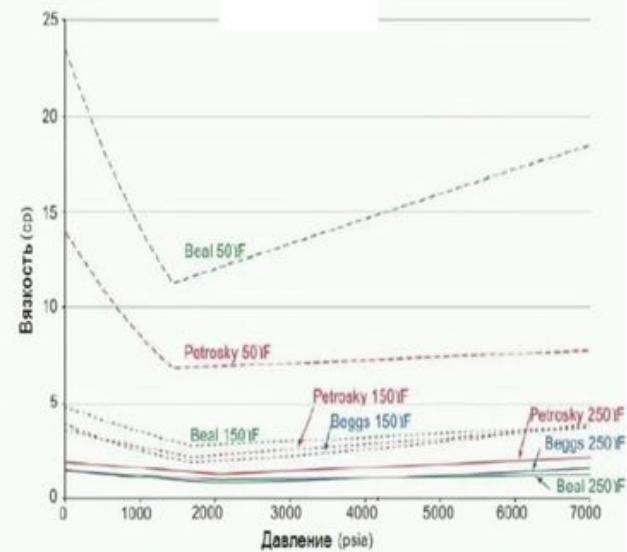
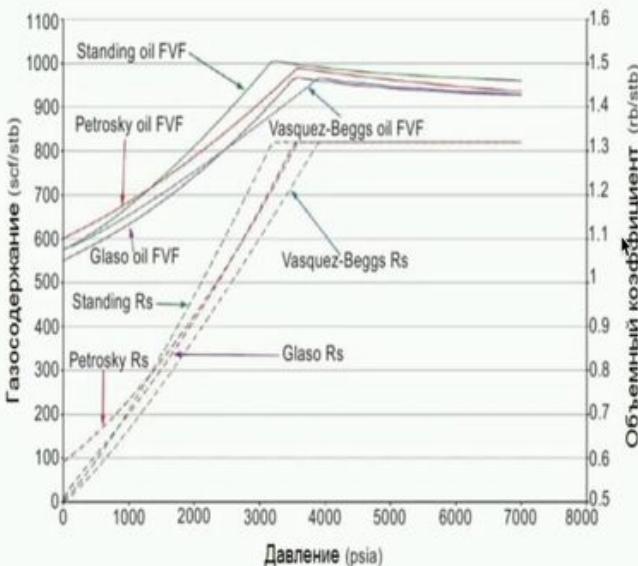
При снижении давления ниже $P_{\text{нас}}$ из нефти начинает выделяться газ, газосодержание снижается, увеличивается вязкость нефти, уменьшается её объем.

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

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

2.50 PVT-свойства нефти. Корреляции

PVT-свойства нефти. Корреляции [12]

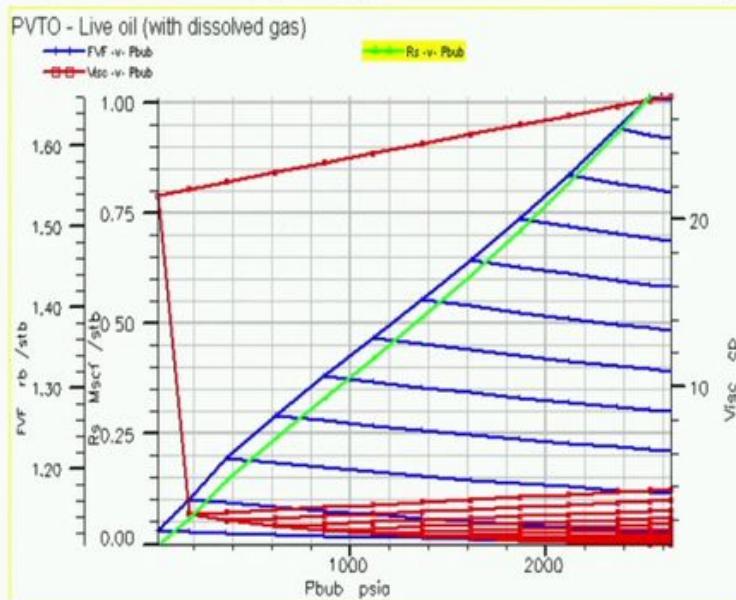


Когда данных для построения полноценной PVT-модели недостаточно, используют корреляции, по которым можно вычислить необходимые зависимости

2.51 PVT-свойства «живой нефти»

PVT-свойства «живой нефти»

Различные B_o и μ_o в зависимости от R_g



При снижении давления ниже $P_{\text{нас}}$ 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

2.52 Варианты описания PVT в моделях Black Oil

Варианты описания PVT в моделях Black

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

[лучше]

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

Варианты описания PVT в моделях Black

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

стационарной сжимаемости

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

2.53 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 ν - коэффициент Пуассона

E – модуль Юнга

ϕ - пористость

c_{rock} – сжимаемость породы

c_{cage} – сжимаемость скелета

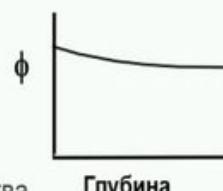
c_{pv} – сжимаемость порового пространства



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

Сжимаемость порового пространства

Типичные сжимаемости породы и флюидов (по Craft, Hawkins)

991)

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

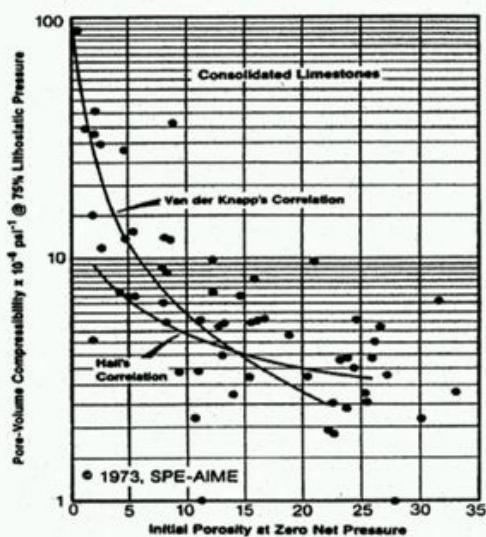
$$C = -\frac{1}{\phi} \left. \frac{\partial \phi}{\partial p} \right|_v \quad \phi = \phi_0 \exp(C[p - p_0]) \quad \phi = \phi_0 (1 + C[p - p_0])$$

2.54 Сжимаемость порового пространства. Корреляции

Сжимаемость порового пространства. Ко

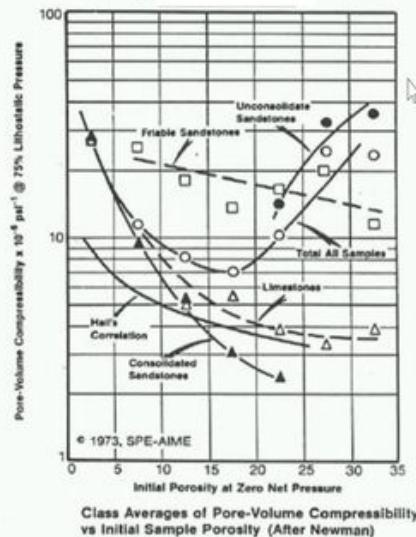
и

Корреляции Hall и Van der Knapp



Kor

nan



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

2.55 Упражнения

Упражнение на обработку и подготовку ис

данных

PVT-свойства

- Порода:

Слабосцементированный песчаник

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



- 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_{pv}
- ρ_w, C_w, B_w, μ_w
- $B_o(P), \mu_o(P)$

Упражнение на обработку и подготовку ис

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 μ_{ob} - вязкость нефти при давлении насыщения p_b

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

В файле



calculator_WaterPVT_RockCompre
ssibility.xls
Лист Microsoft Excel 97-2003

внесены корреляции для расчета PVT-свойств породы и воды

Упражнение на обработку и подготовку ис 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

Упражнение на обработку и подготовку ис 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:

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

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)

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

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

где N_p , W_p , G_p -накопленные величины добычи нефти, воды, газа (stm 3),

W_i – накопленная закачка воды (stm 3),

W_e – приток воды из контурной области (аквифера) (stm 3),

$B_o(P)$, $B_w(P)$ – объемный коэффициент воды, нефти (тм 3/stm 3),

B_{oi} – объемный коэффициент нефти в начале разработки (тм3/stm3),

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

S_{wc} – водонасыщенность,

B_g – объемный коэффициент газа (тм 3/stm 3),

R_s – газосодержание (stm 3/stm 3),

P_i – давление на начало разработки (атм),

N_{fi} – начальные запасы нефти (stm 3),

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

Матбаланс

Входные данные:

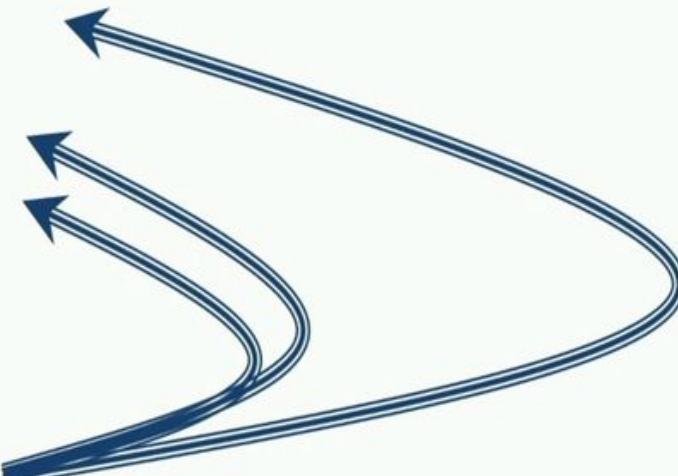
- Начальное пластовое давление
- РВТ-свойства
- Точная история отбора и закачки
- ФЕС коллектора и аквифера
- Объем начальных запасов

Расчет

- Динамика пластового давления

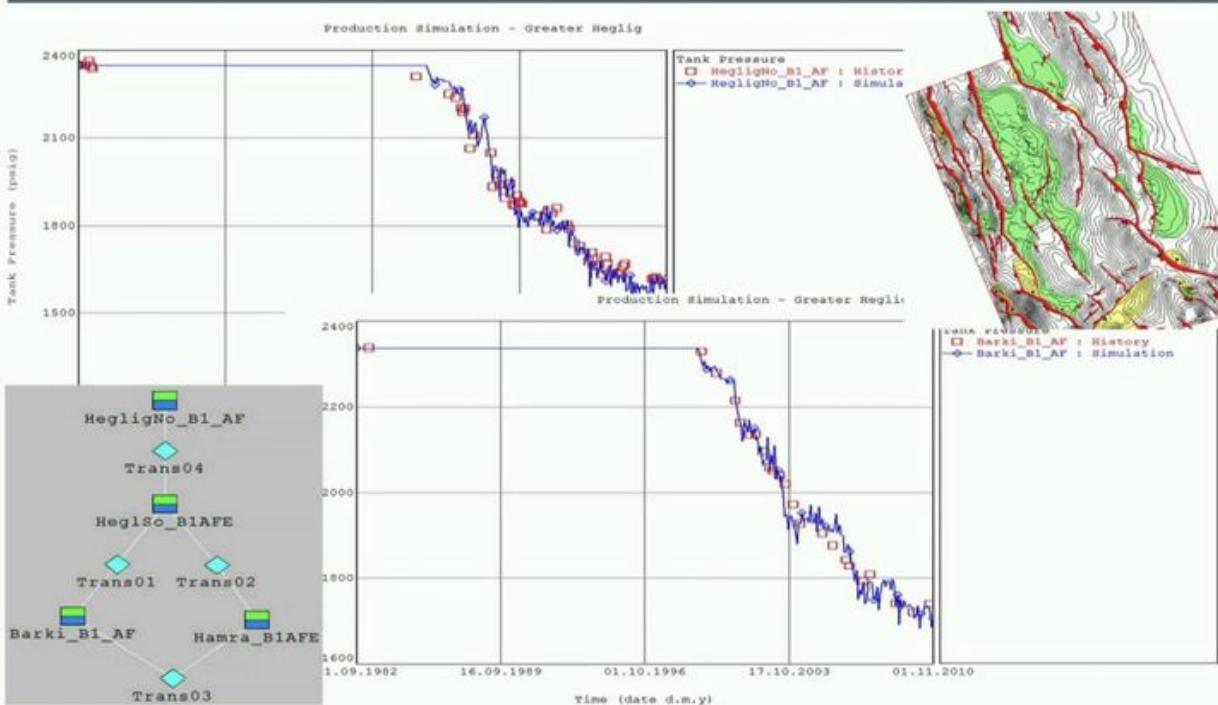
Настройка на замеры Рпл

- Вариация наиболее неопределенных параметров



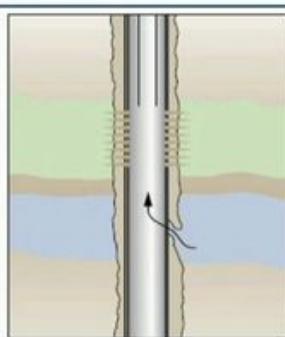
3.3 Матбаланс. Пример использования

Матбаланс. Пример использования

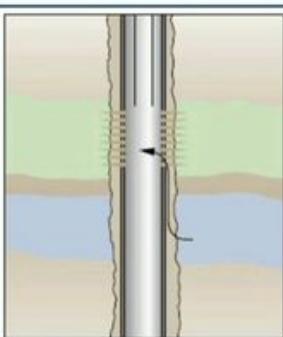


3.4 Анализ источников обводнения

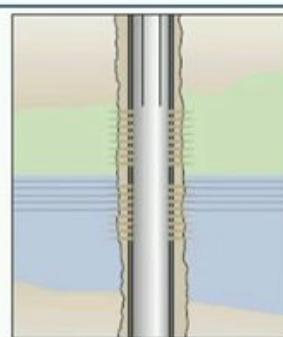
Анализ источников обводнения [8]



Негерметичность колонны, НКТ или пакера

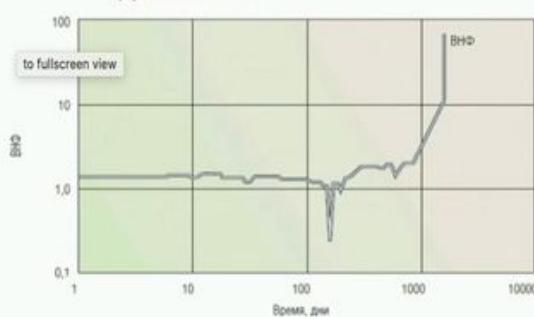


Заколонные перетоки

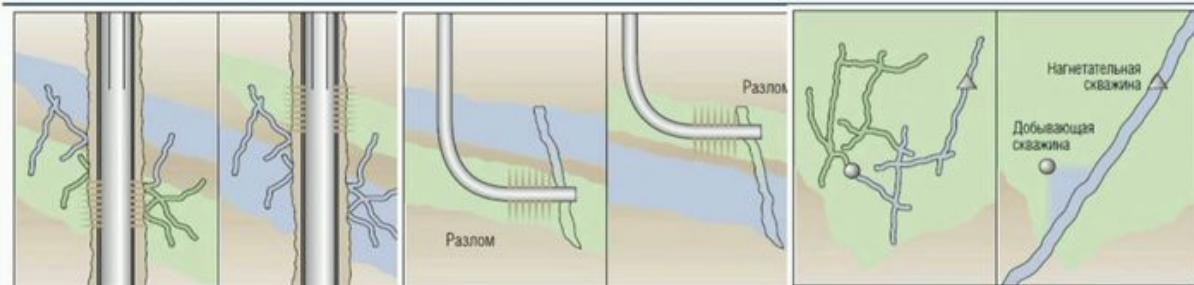


Движение ВНК

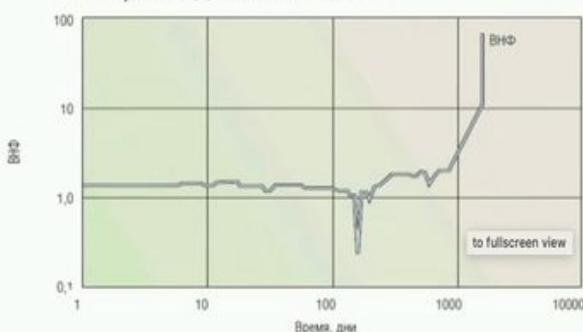
Характеристический график Чена



Анализ источников обводнения [8]



Трещины или разломы, проходящие через водоносный пласт

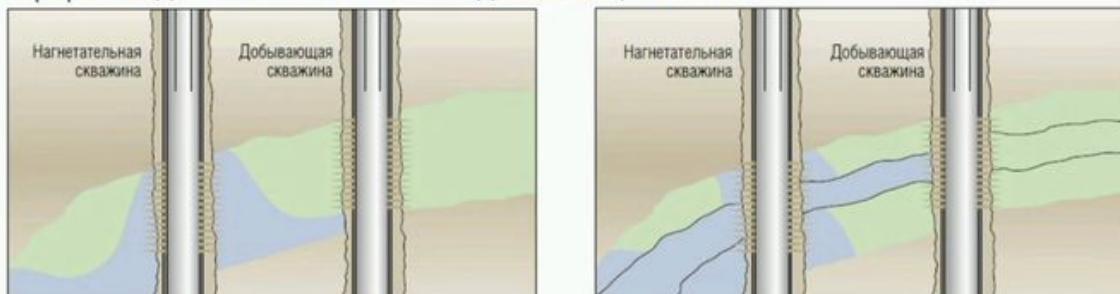


Трещины или разломы, между нагнетательной и добывающей скважинами

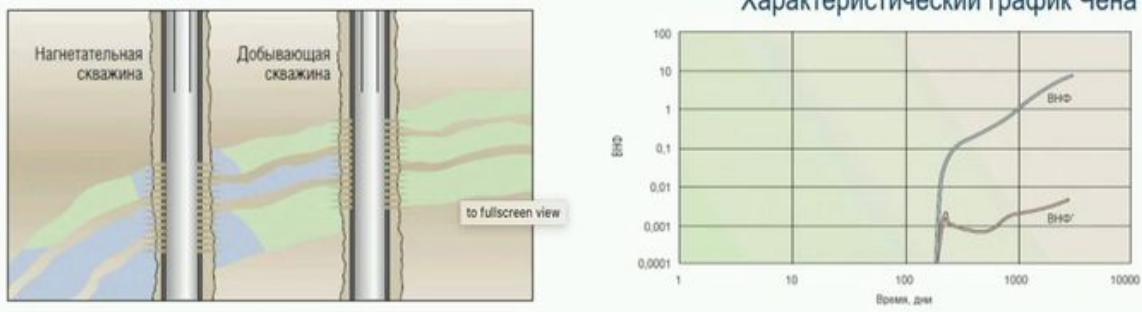
Характеристический график Чена

Анализ источников обводнения [8]

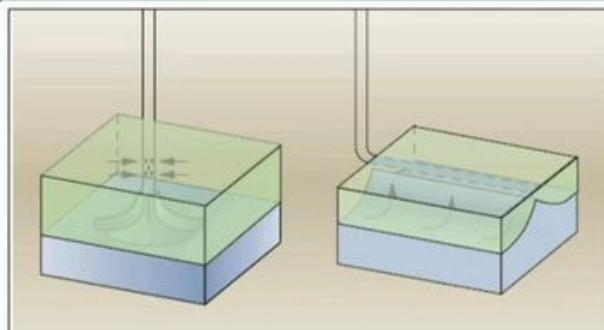
Прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине



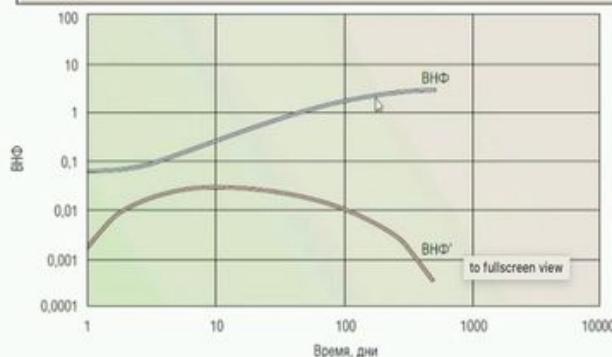
Характеристический график Чена



Анализ источников обводнения [8]



Конусообразование



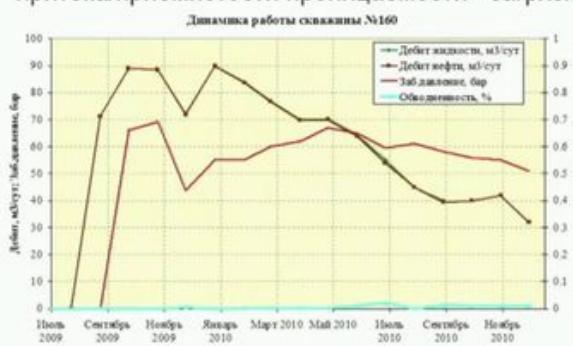
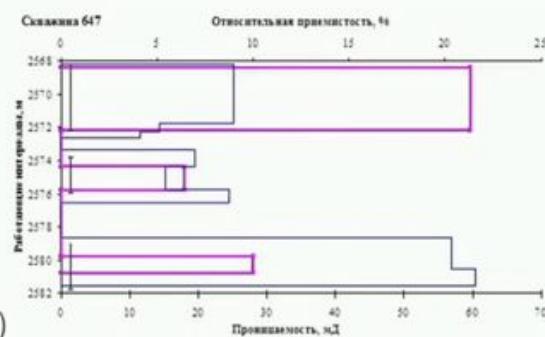
Характеристический график Чена

3.5 Оценка загрязнения призабойной зоны

Оценка загрязнения призабойной зоны

Источники данных:

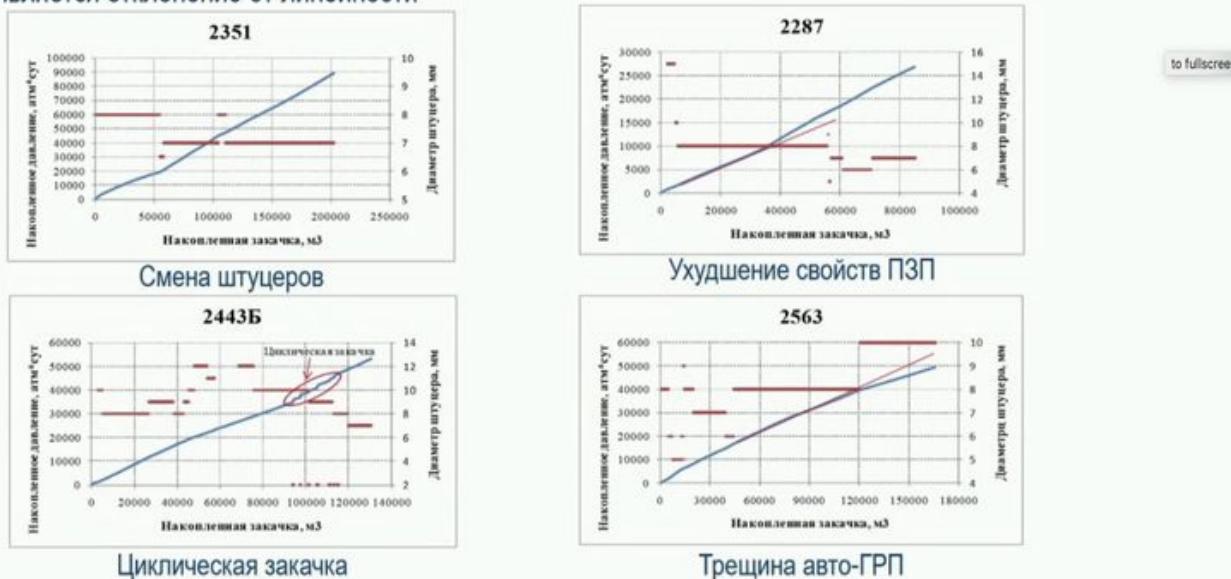
- Динамика работы (снижение дебитов и Кпрод при стабильной обводненности и Рпл)
- Проведенные ГТМ и ремонты скважины (ОПЗ, ГРП снижают скин, глушение скважины при ремонтах может вызвать кольматацию ПЗП)
- ГДИС (скин, Рпл)
- ПГИ (несоответствие профилей притока/приемистости проницаемости - загрязнение)



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



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)

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 Дюпюи, 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



Моделирование притока к скважине

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

Анизотропный пласт

$$r_p = 0.28 \sqrt{\sqrt{\frac{k_y}{k_x} \Delta x^2} + \sqrt{\frac{k_x}{k_y} \Delta y^2}} / \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y} + \frac{k_y}{k_x}}$$

Изотропный пласт

$$k_x = k_y$$

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

$$\Delta x = \Delta y$$

$$r_p = 0.198 \Delta x$$

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

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!

Способы инициализации модели в симуляторах

Равновесный

Обязательно использовать ключевое слово **EQUIL**

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

Способы инициализации модели в симуляторах

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

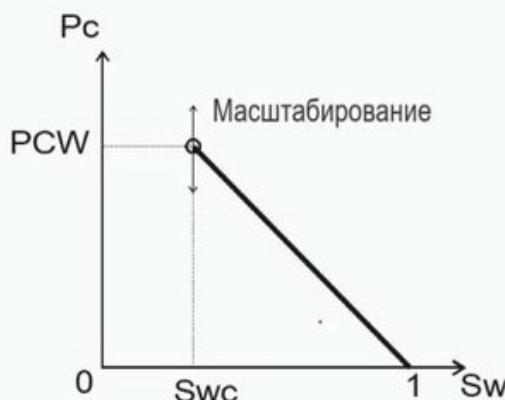
1. Вычисляется давление в нефтяной фазе (Poil) вверх и вниз от точки отсчета
2. Таким образом получается давление Poil на заданном контакте
3. Давление в водяной фазе на контакте (Pwat) получается отниманием капиллярного давления заданного на контакте ($P_{wat}=P_{oil}-P_{cow}$)
4. После чего давление 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 $P_c(S_w)=P_{oil}-P_{water}$

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:

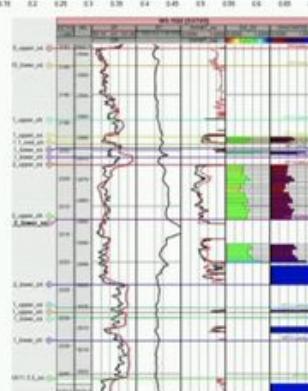
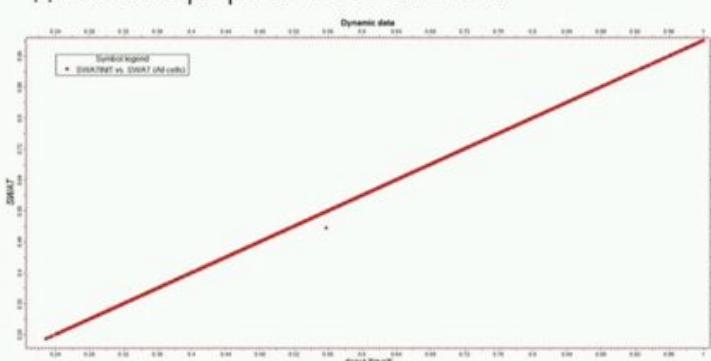
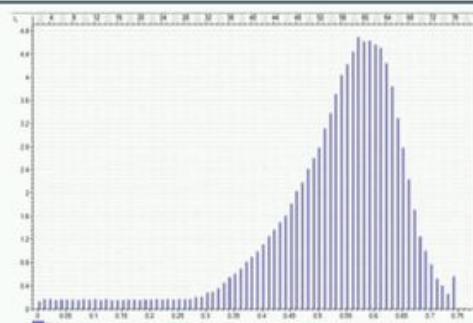
RPTRST
BASIC=2 FIP KRW PCOW PPCW

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



3.11 Аналитический аквифер

Аналитический аквифер

Точное решение Hurst van Everdingen

аквифер конечных размеров

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

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

$t_D = \frac{k t}{\phi \mu c r_o^2}$ – безразмерное время

$P(t_D)$ – безразмерное решение уравнения диффузии

k – проницаемость аквифера

t – время с начала разработки

μ – вязкость воды в пластовых условиях

Аналитический аквифер

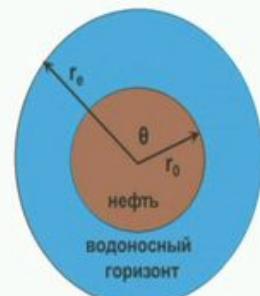
Модель Carter-Tracy (AQUCT)

$$Q_{ai} = a_i \{ a - b [p_i(t + \Delta t) - p_i(t)] \}$$

$$a = \frac{1}{T_c} \left\{ \frac{\beta \Delta p_{ai} - W_a(t) PI_D'(t + \Delta t)_D}{PI_D(t + \Delta t)_D - t_D PI_D'(t + \Delta t)_D} \right\} \quad b = \frac{\beta}{T_c [PI_D(t + \Delta t)_D - t_D PI_D'(t + \Delta t)_D]}$$

$$\Delta p_{ai} = p_{a0} + \rho g (d_i - d_a) - p_i(t) \quad T_c = \frac{\mu_w \phi C r_o^2}{k_a c_1} \quad a_i = \frac{m_i A_i}{\sum m_i A_i} \quad \beta = c_2 h \theta \phi C r_o^2$$

$$p_{a0} - \bar{p} = \frac{Q_a}{T_c} PI_D(t_D) \quad t_D = \frac{t}{T_c}$$



- 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:

θ – угол влияния аквифера

r_e – внешний радиус аквифера

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

Аналитический аквифер

Модель Fetkovich ([AQUFET](#))

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

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

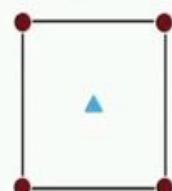
Недостаток:

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

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)



3.13 Упражнение 3. Инициализация ГДМ

Упражнение 3. Инициализация ГДМ

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

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

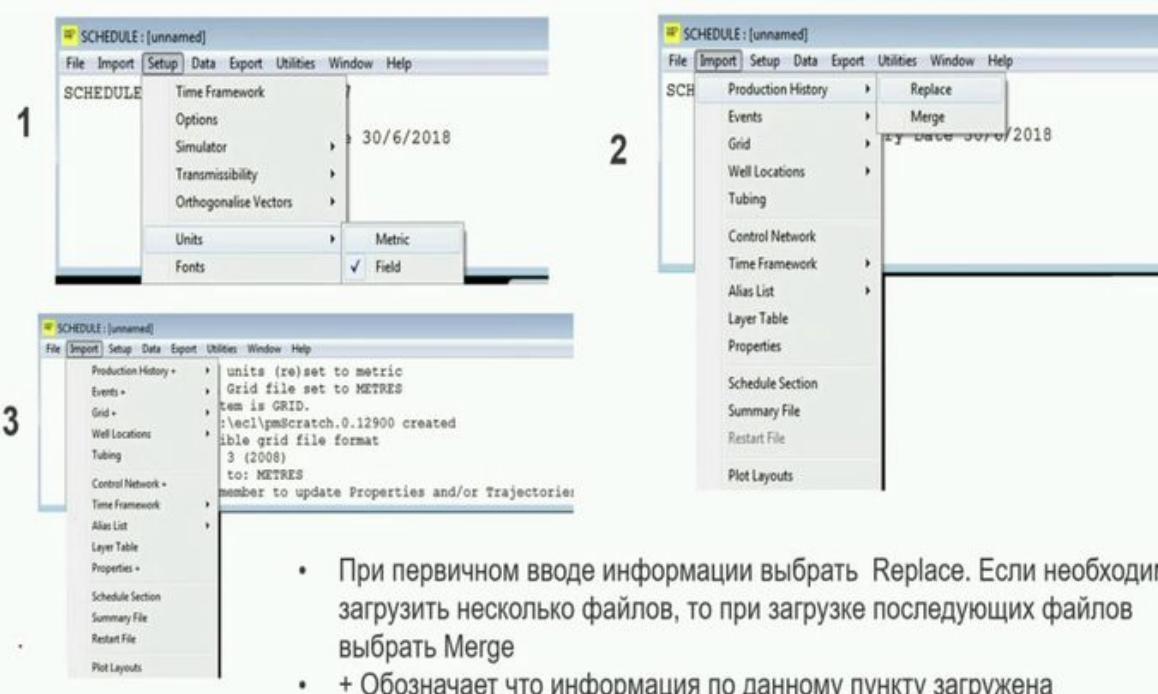
3.15 Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции

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

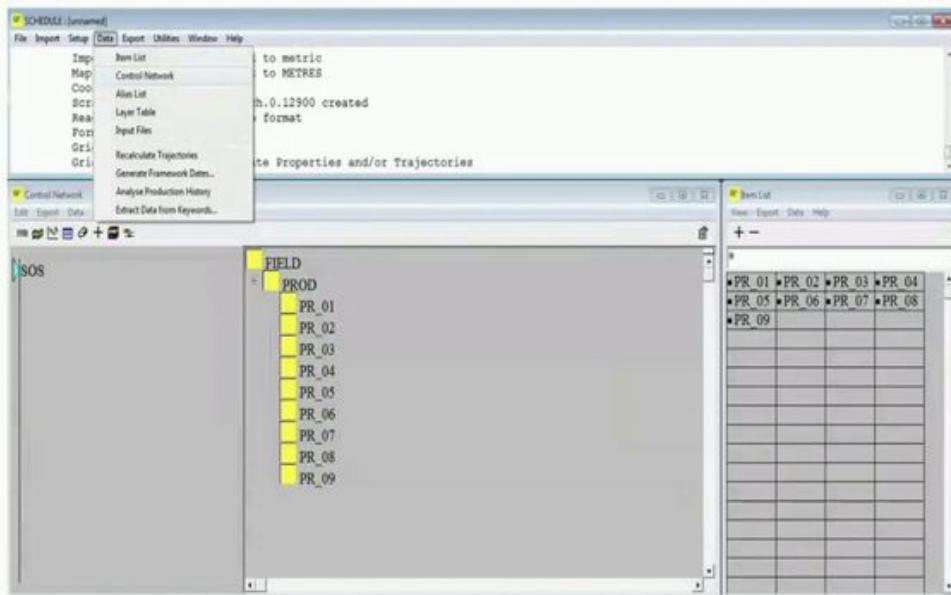
3.16 Алгоритм работы в ПО SCHEDULE

Алгоритм работы в ПО Schedule



Алгоритм работы в ПО Schedule

4



- 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

Алгоритм работы в ПО Schedule

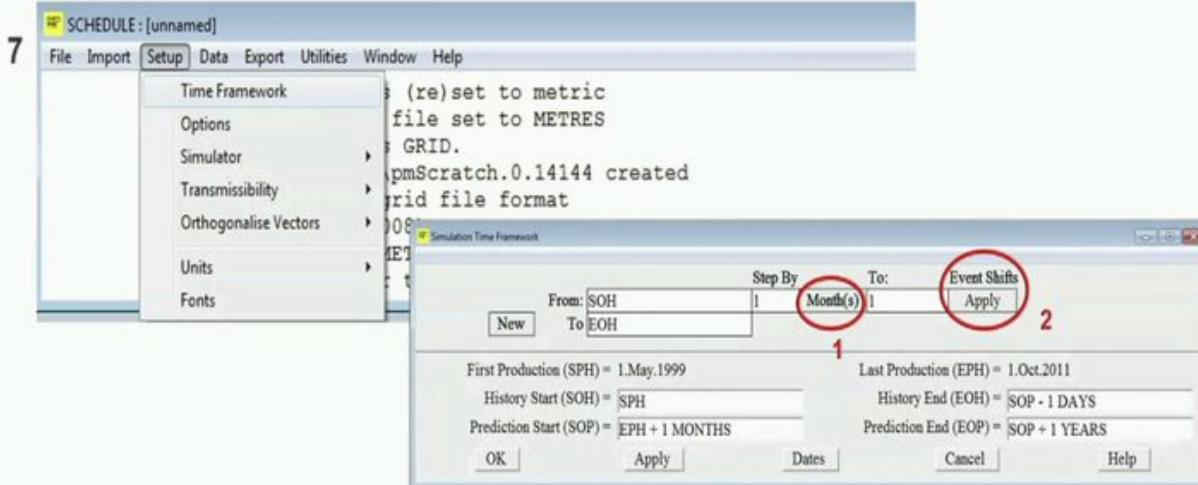
5

6

The screenshot shows the SCHEDULE software interface. The left panel displays a list of wells: PR_03, PR_04, PR_05, PR_06, PR_07, PR_08, and PR_09. The middle panel shows the 'WELLSPECs' table with rows for WELSPEC, WCONBIST, and WCONINJE. The right panel shows the 'Injection Well Control' dialog box with fields for Date, Phase, Open Flag, Control Mode, Surface Rate, Reservoir Volume, VFP Table, Vapourised oil, Comment, and Name Pattern. Arrows point from the well list in the left panel to the 'WELLSPECs' table, and from the 'WELLSPECs' table to the 'Injection Well Control' dialog box.

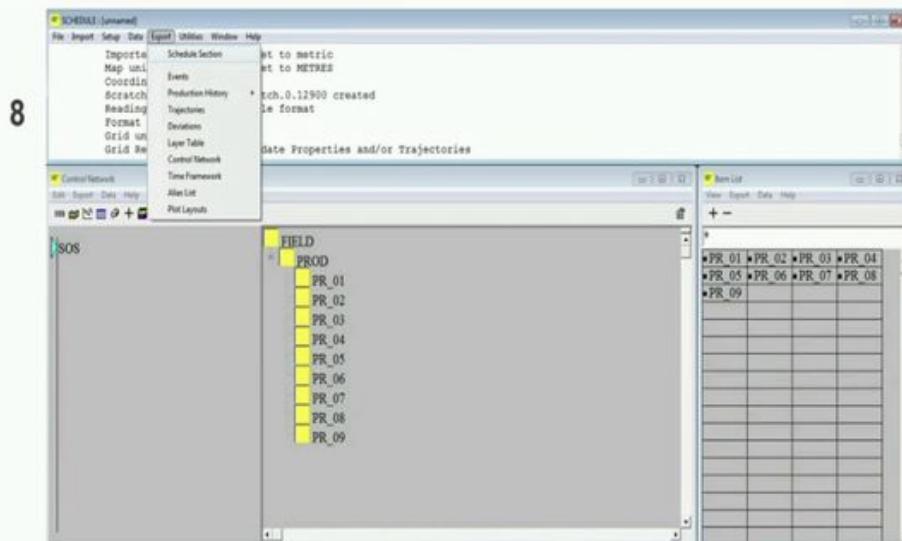
- Задать спецификацию, тип контроля и начальный статус по скважинам

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

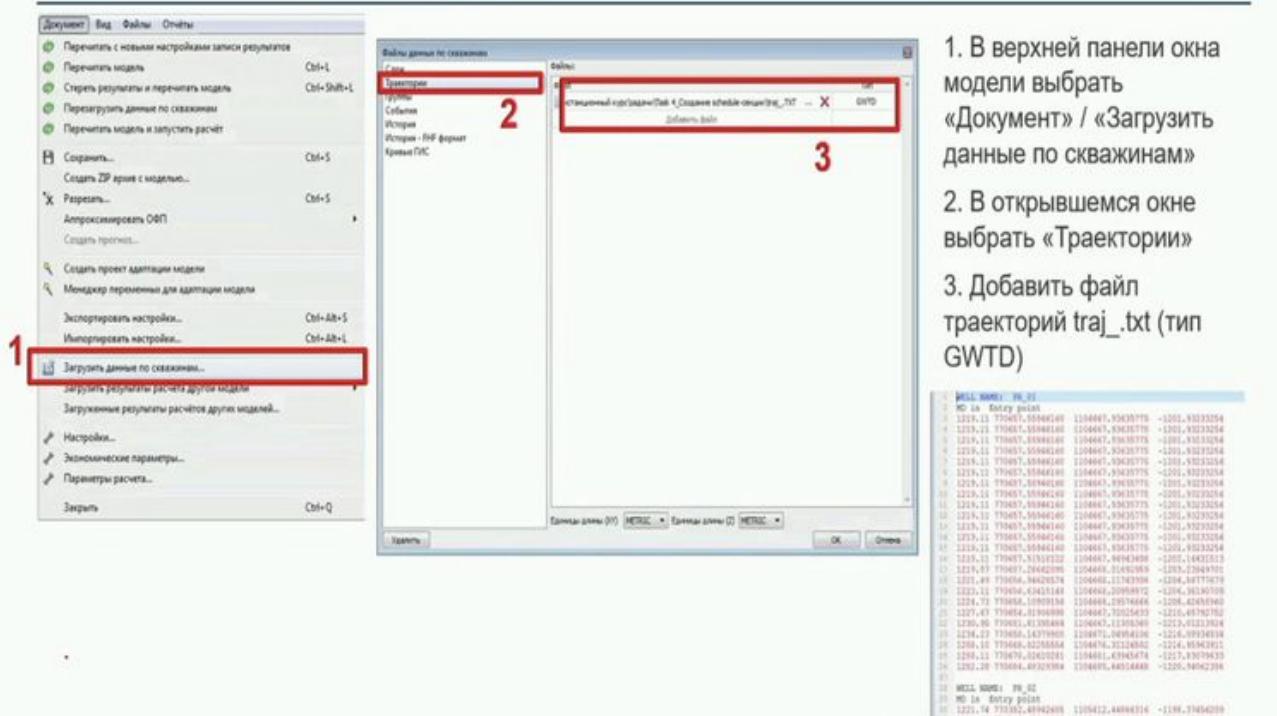
Алгоритм работы в ПО Schedule



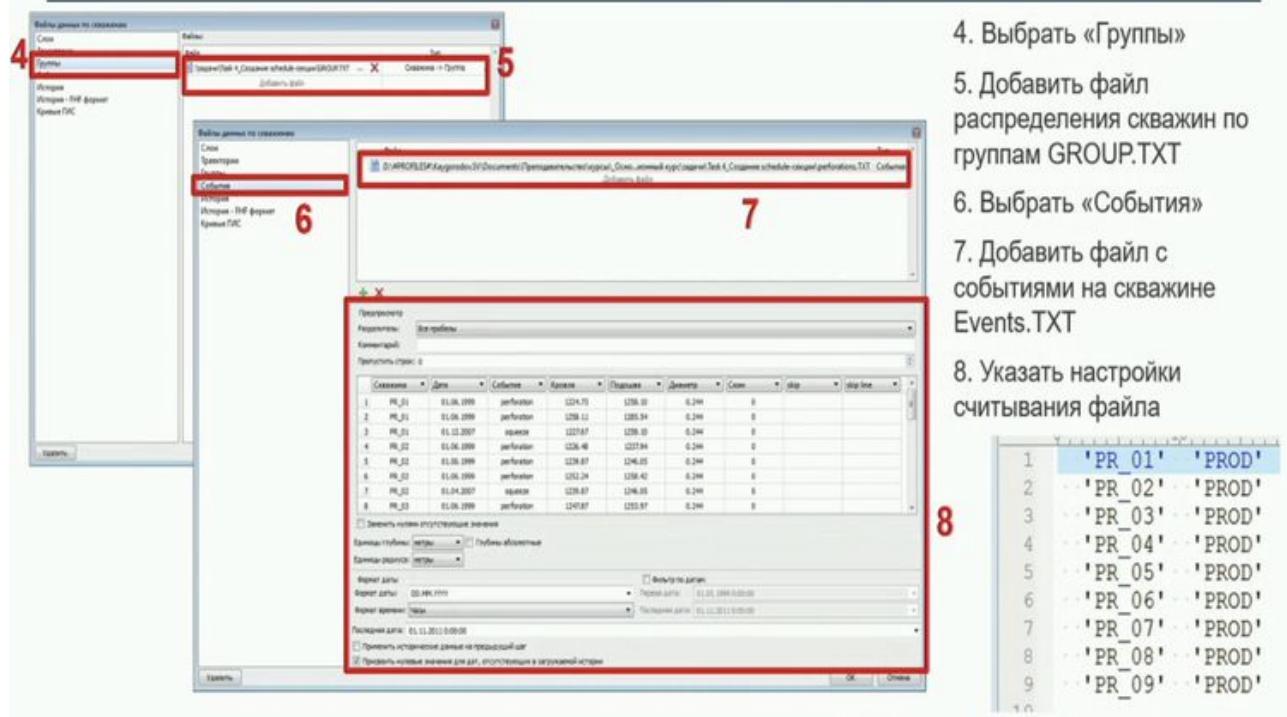
- Выгрузить Schedule-секцию для data-файла в формате Eclipse

3.17 Загрузка истории эксплуатации

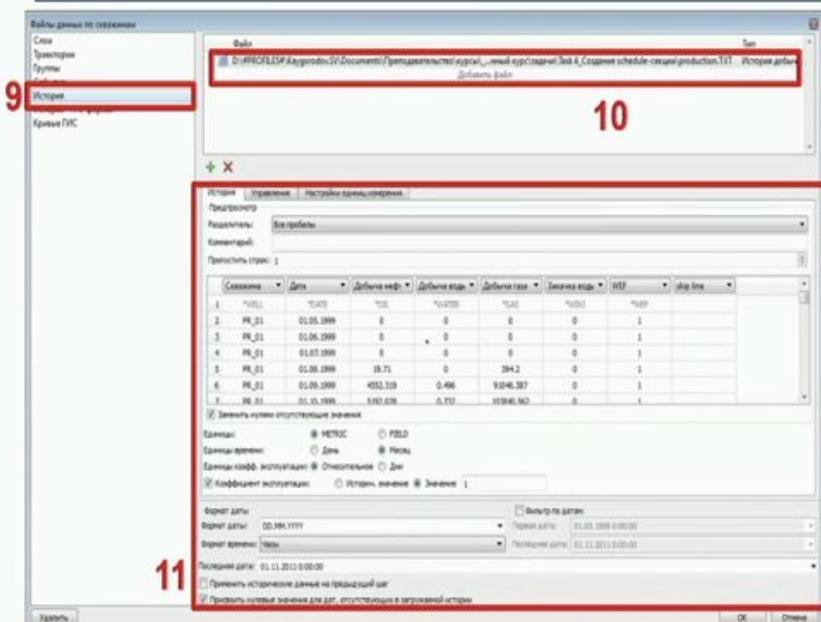
Загрузка истории эксплуатации



Загрузка истории эксплуатации



Загрузка истории эксплуатации



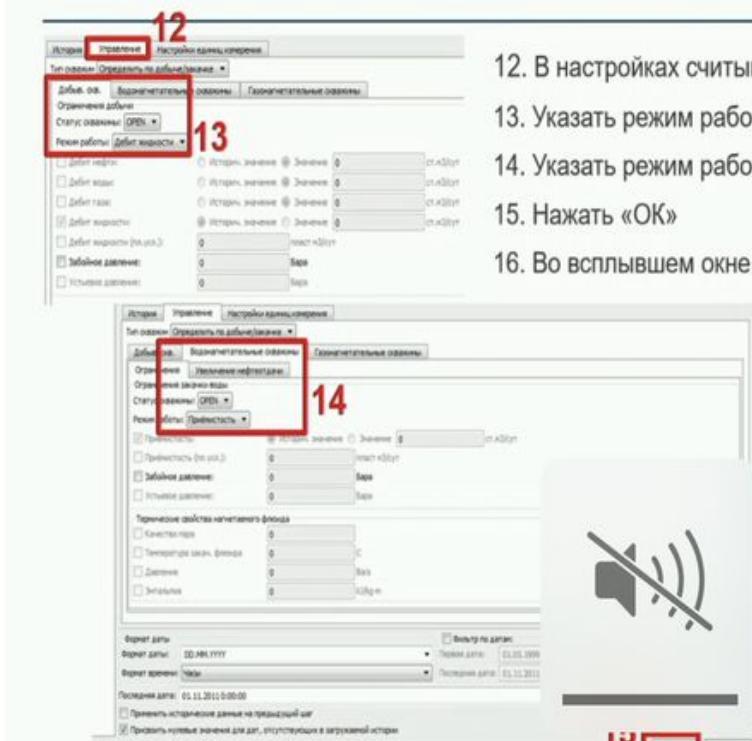
9. Выбрать «История»

10. Добавить файл истории работы скважин History.TXT

11. Указать настройки считывания файла

	*WELL	*DATE	*OIL	*WATER	*GAS	*NINJ	*NEF
1	PR_01	01.05.1999	0	0	0	0	0
2	PR_01	02.06.1999	0	0	0	0	0
3	PR_01	03.07.1999	0	0	0	0	0
4	PR_01	04.08.1999	0	0	0	0	0
5	PR_01	05.09.1999	19.71	0	394.2	0	1
6	PR_01	06.09.1999	4552.219	0.466	9346.387	0	1
7	PR_01	07.09.1999	5102.628	0.772	10194.967	0	1
8	PR_01	08.09.1999	5152.119	0.466	9346.387	0	1
9	PR_01	09.09.1999	5152.119	0.466	9346.387	0	1
10	PR_01	10.09.1999	5152.119	0.466	9346.387	0	1
11	PR_01	11.09.1999	5152.119	0.466	9346.387	0	1
12	PR_01	12.09.1999	5151.996	0.744	103239.915	0	1
13	PR_01	13.09.1999	5062.197	0.797	101243.942	0	1
14	PR_01	14.09.1999	5872.019	1.023	117440.397	0	1
15	PR_01	15.09.1999	5620.082	1.018	112401.643	0	1
16	PR_01	16.09.1999	3008.411	0.356	40148.211	0	1
17	PR_01	17.09.1999	3181.973	0.398	43639.448	0	1
18	PR_01	18.09.1999	3777.565	0.529	75551.306	0	1
19	PR_01	19.09.1999	2863.77	0.351	57275.395	0	1
20	PR_01	20.09.1999	2506.205	0.295	50124.093	0	1
21	PR_01	21.09.1999	2006.829	0.204	40136.584	0	1
22	PR_01	22.09.1999	2619.046	0.314	52380.912	0	1
23	PR_01	23.09.1999	3626.47	0.561	72529.397	0	1
24	PR_01	24.09.1999	3221.916	0.503	44438.313	0	1
25	PR_01	25.09.1999	3367.308	0.588	47346.166	0	1
26	PR_01	26.09.1999	3424.461	0.605	68489.225	0	1
27	PR_01	27.09.1999	3049.857	0.543	40997.134	0	1

Загрузка истории эксплуатации



12. В настройках считывания файла выбрать вкладку «Управление»

13. Указать режим работы Добывающих скважин

14. Указать режим работы Нагнетательных скважин

15. Нажать «OK»

16. Во всплывшем окне нажать «Yes»



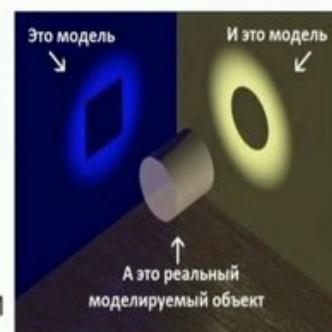
В папке с моделью создалась папка USER, в которой создан файл истории эксплуатации скважин на основе загруженных данных TASK_4_schedule_0000_User wells events.inc

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**

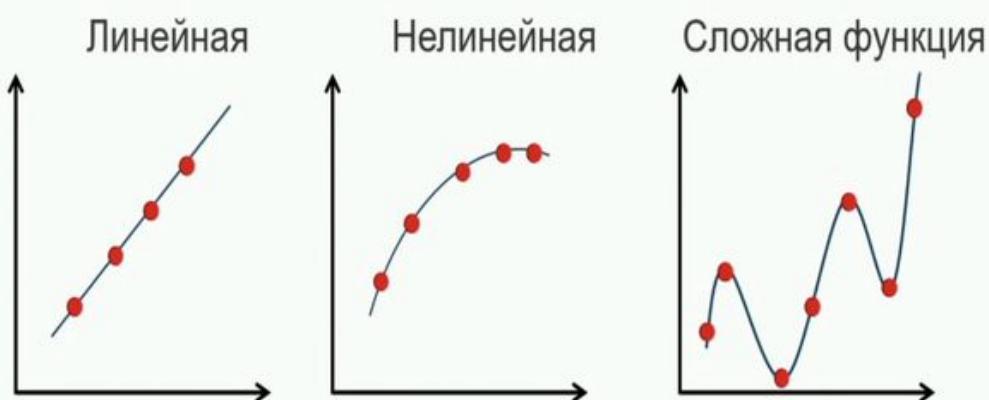


Обычный подход – ручная корректировка параметров модели на основе опыта и представлений о физике пласта

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

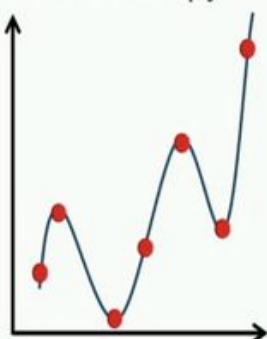
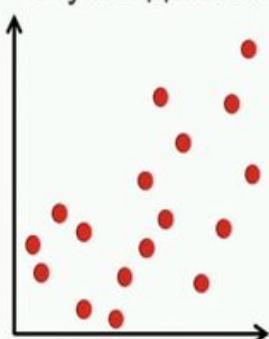
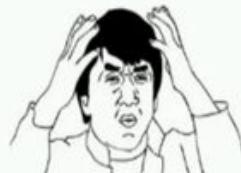
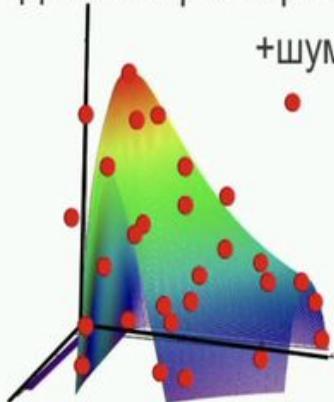
3.18.1 Обратные задачи

Обратные задачи



Обратные задачи

Сложная функция

Та же функция
+шум в данныхДобавим размерность
+шум

и ещё размерности...

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

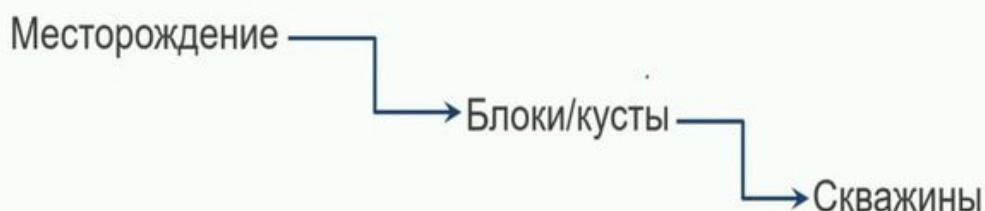
III. Период обводненной добычи

- 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

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



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

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 Квят

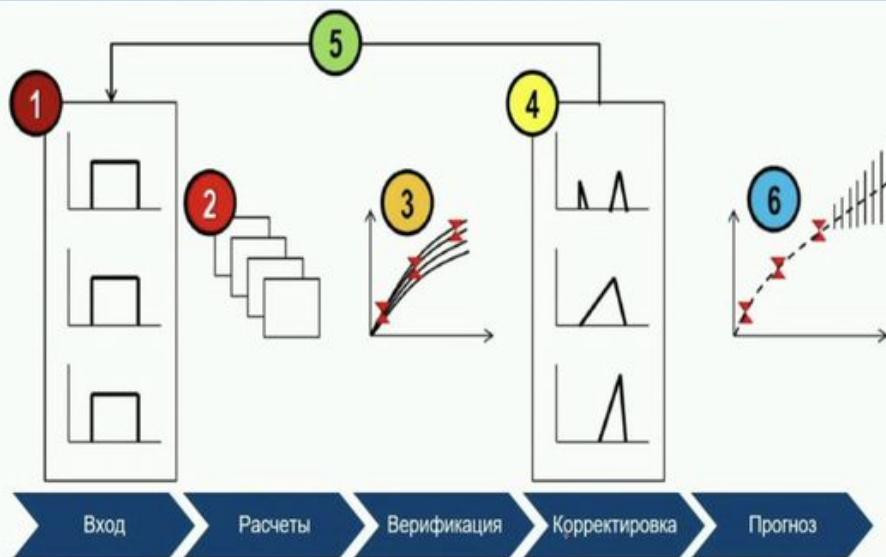
3.18.5 По коэффициенту продуктивности и Рзаб

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

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)

3.18.6 Алгоритм проведения автоадаптации

Алгоритм проведения автоадаптации



3.18.7 Программы автоадаптации

Программы автоадаптации

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

Недостатки:

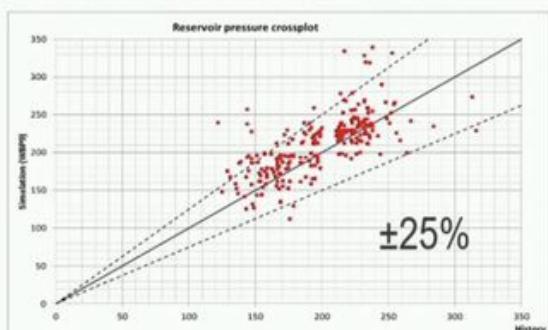
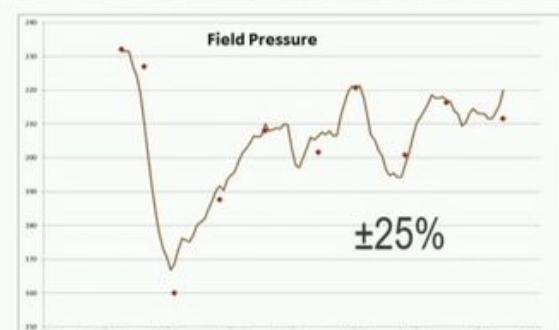
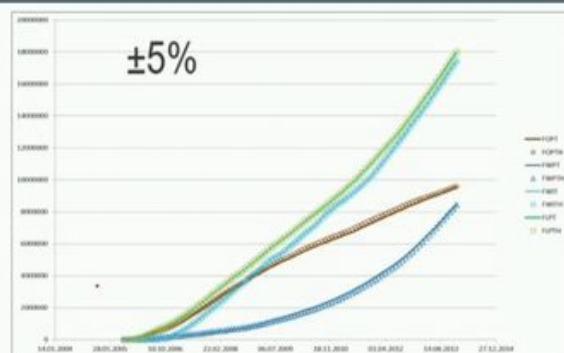
- Математическое решение (м.б. нефизичным/ негеологичным)
- Длительность подготовки графа адаптации
- Длительность расчетов

Популярное ПО для автоадаптации:

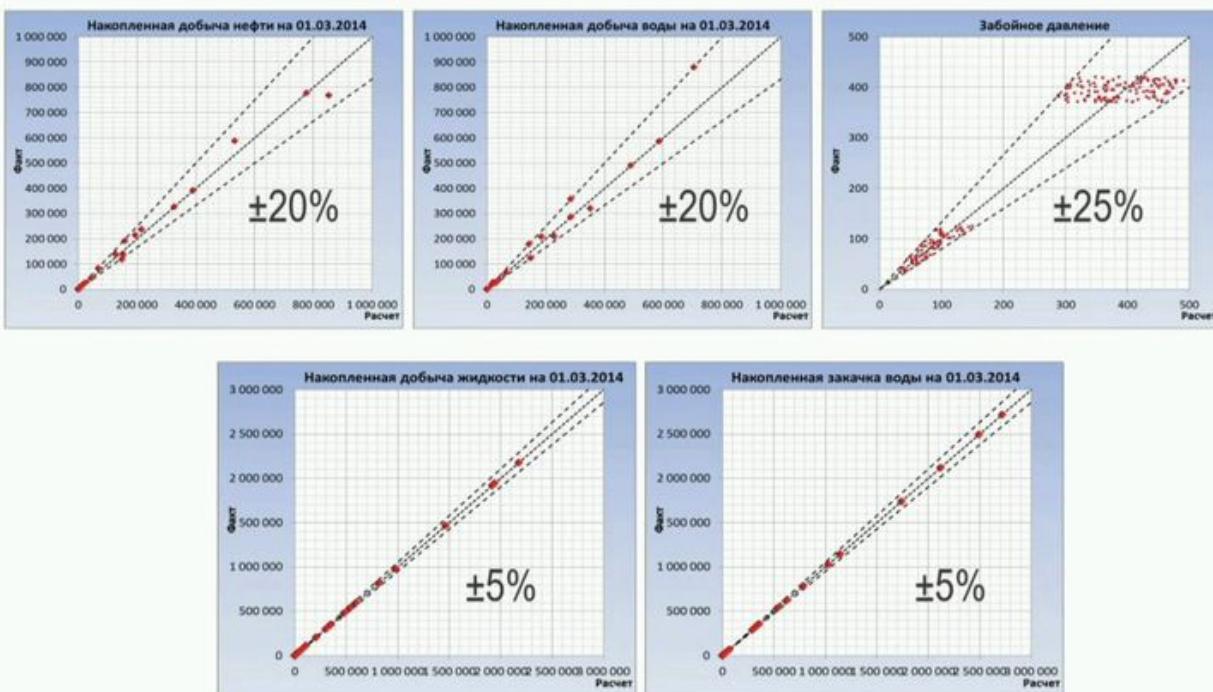
- SimOpt (Schlumberger)
- MEPO (SPT Group / Schlumberger)
- Enable (Roxar)
- Автоадаптация (RFD tNavigator)
- CMOST (CMG)

3.18.8 Критерии адаптации

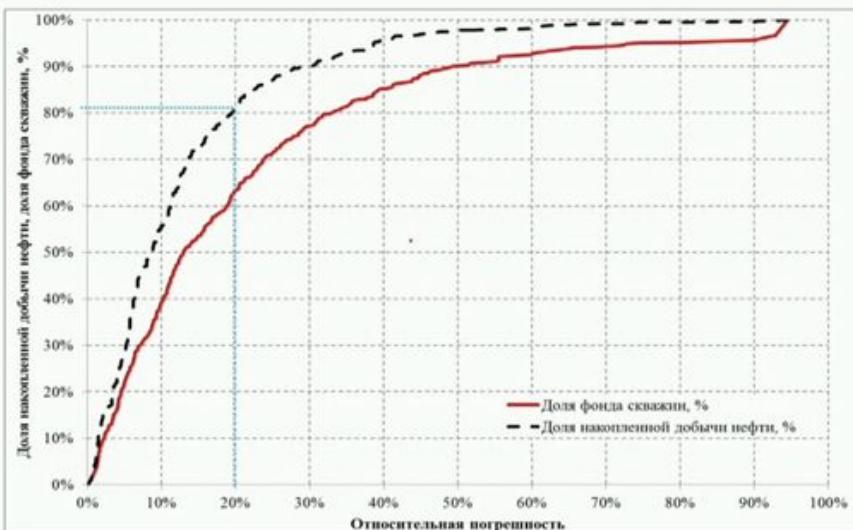
Критерии адаптации



Критерии адаптации



Критерии адаптации



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

3.18.9 «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 насыщенностей
 - 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.

3.19 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:

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

3.20 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!

3.21 Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

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

3.22 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?»

3.23 Инструменты для оптимизации разработки месторождения

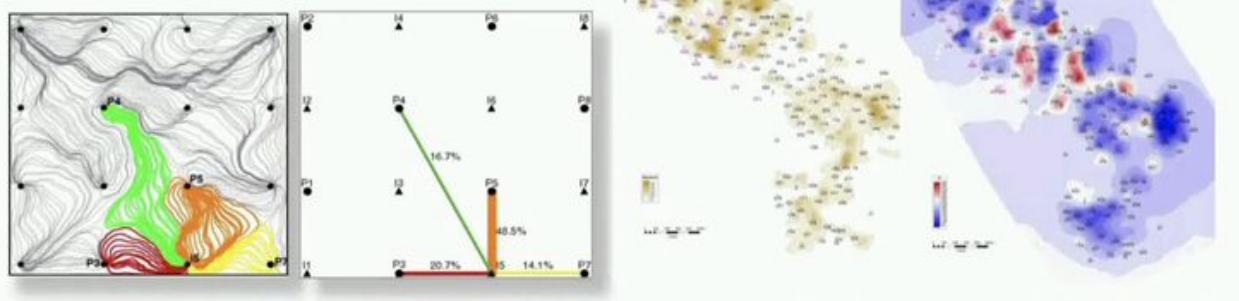
Инструменты для оптимизации разработки месторождения

Карты

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

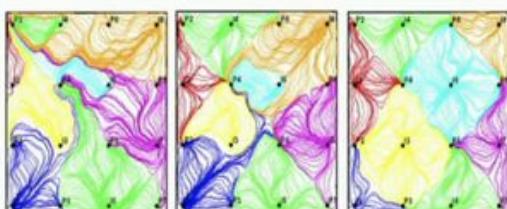
Линии тока

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

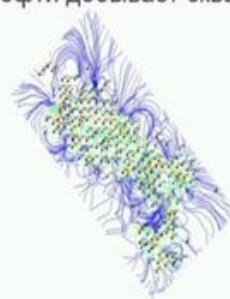


3.24 Линии тока

- 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 – необязательно 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)

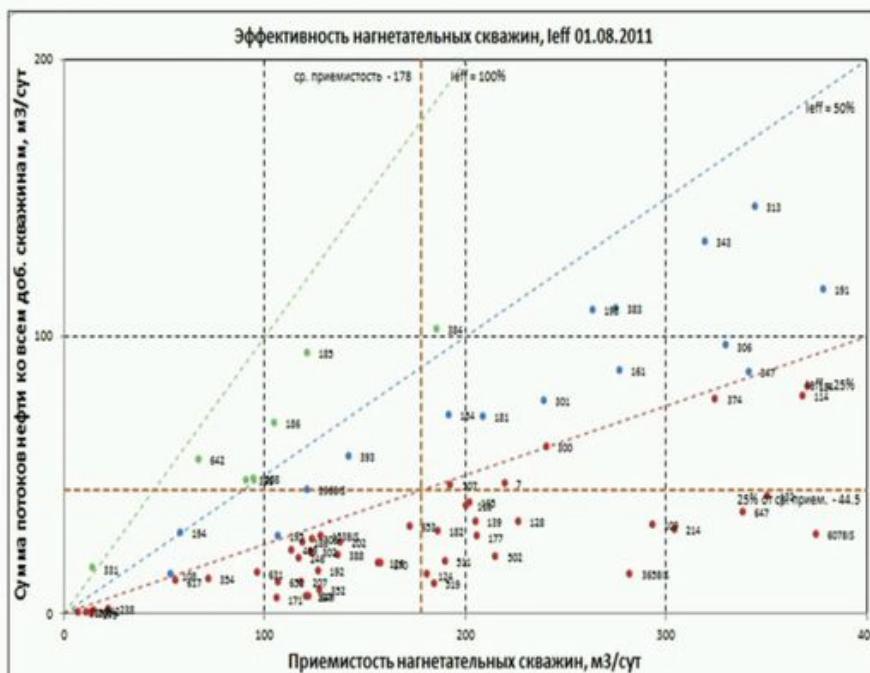


Балансировка заводнения



3.25 Оптимизация ППД на основе матриц дренирования

Оптимизация ППД на основе матриц дренирования

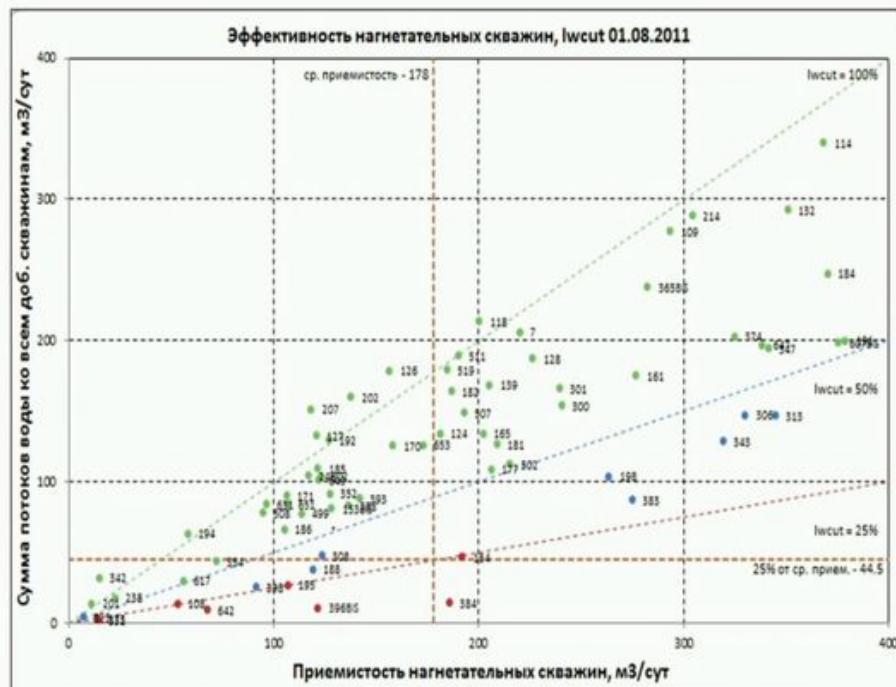


Сколько нефти добыто в результате закачки 1м³ воды

Низкие значения I_{eff} показывают какие нагнетательные скважины незэффективно вытесняют нефть

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

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 1м³ 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

3.26 Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования

Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования

1. На панели настройки отображения нажать галочку «Линии тока»

2. Рассчитать модель

3. После окончания расчета щелкнуть на левой панели параметров «Заводнение»

4. Перетащить слайдер времени на 0 шаг

5. На панели настройки выбрать «График дренирования»

6. Нажать кнопку Вычислить под графиком

Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования

Сколько нефти добыто в результате закачки 1м³ воды

Данные: Рассчитанные свойства
Тип: Накопленные
Единица: Вода
Таблица дренирования
График дренирования
Тип: Нагнет. оз.
Ось Y: Доб. нефть

Сколько жидкости добыто в результате закачки 1м³ воды

Данные: Рассчитанные свойства
Тип: Накопленные
Единица: Вода
Таблица дренирования
График дренирования
Тип: Нагнет. оз.
Ось Y: Доб. жидкость
 Соотн.: 0.80
 Отклонение: 0.30

Таблица дренирования

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

Скважина	Жидкость, пласт.л/д	Нефть, ст.л/д	Скважина	Жидкость, % Нефть, %
1530	3.35129	0	1589	3.47619
1550	4.31254	0	1710	2.14301
1769	10.06613	0	1771	4.88358
1829	7.73884	0	1831	4.52591
1852	1.74677	0	1859	3.22258
1887	1.95153	0	1924	7.18461
1938	0.84241	0	1939	1.72143
1949	2.96835	0	1953	1.80528
1954	4.67621	0	2010	3.78178
2012	2.02093	0	2066	2.91129
2067	4.17685	0	2069	4.12408
2070	6.22834	0	2096	0.377771
2127	9.74198	0	1530	4925.5
	2039.43		Резервуар	76.270
				76.2005
1559	11491.7	931.07	1550	23.722
			Резервуар	23.7995
			1589	26.7045
				26.3647
1560	34799	24044.3	1530	73.2953
			Резервуар	73.7353
			1589	18.3669
				18.4721
			1530	45.2085
				45.0581
			1589	36.4286
				36.4697

Значения для разделения нагн. скважин на 3 группы по соотношению добычи жидкости к закачке:

- > первого показателя (0.8 в примере)
- < первого (0.8), но > второго (0.3 в примере)
- < второго (0.3)

3.27 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

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

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

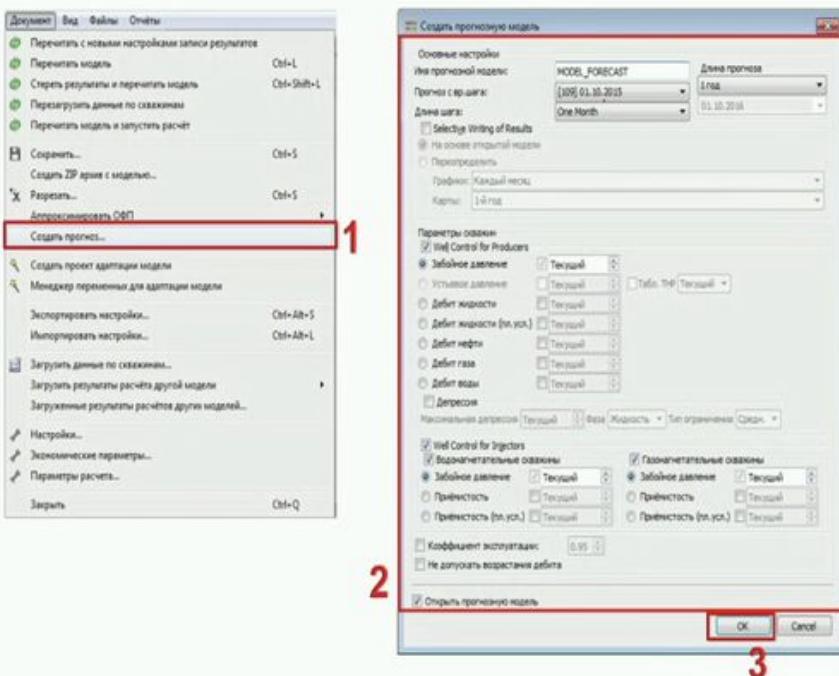
2.3. Вставить ключевые слова **LOAD** и **RESTART**

2.4. Вставить **SKIPREST** в секцию SCHEDULE

2.5. Добавить дополнительные даты, на которые необходим вывод результата

3.28 Создание рестартов из GUI tNavigator

Создание рестартов из GUI tNavigator



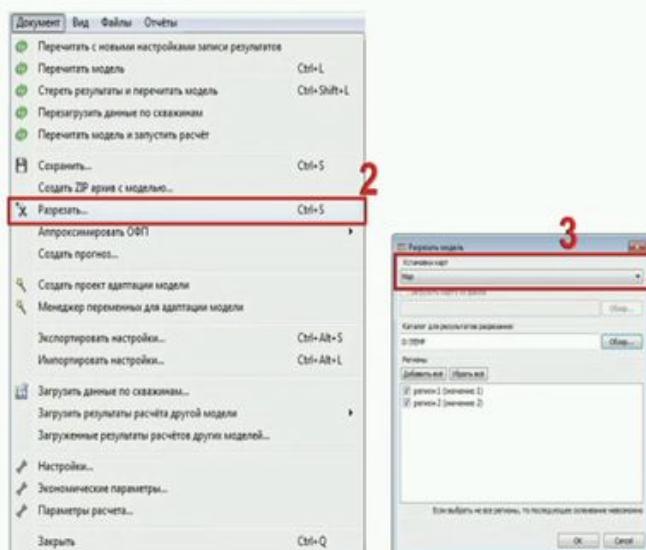
1. В верхней панели окна модели выбрать «Документ» / «Создать прогноз»
2. Во всплывающем окне указать настройки для прогнозного варианта
3. Нажать «OK»

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

3.29 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

3.30 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 /
/
```

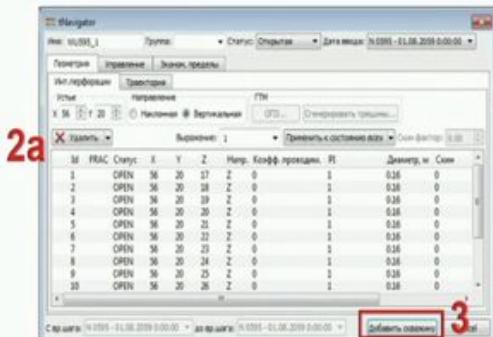
GCONINJE

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

3.31 Прогнозные расчёты

3.31.1 Расстановка ВС

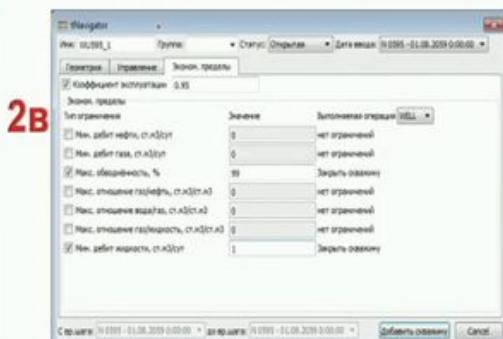
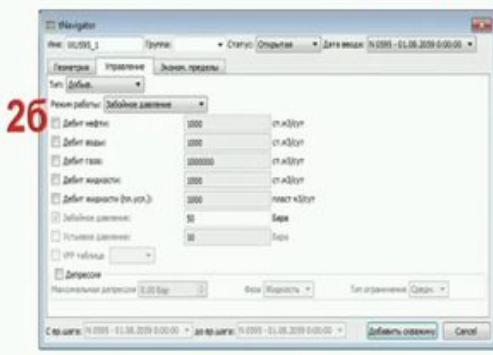
Прогнозные расчеты. Расстановка ВС



Как добавить вертикальную скважину

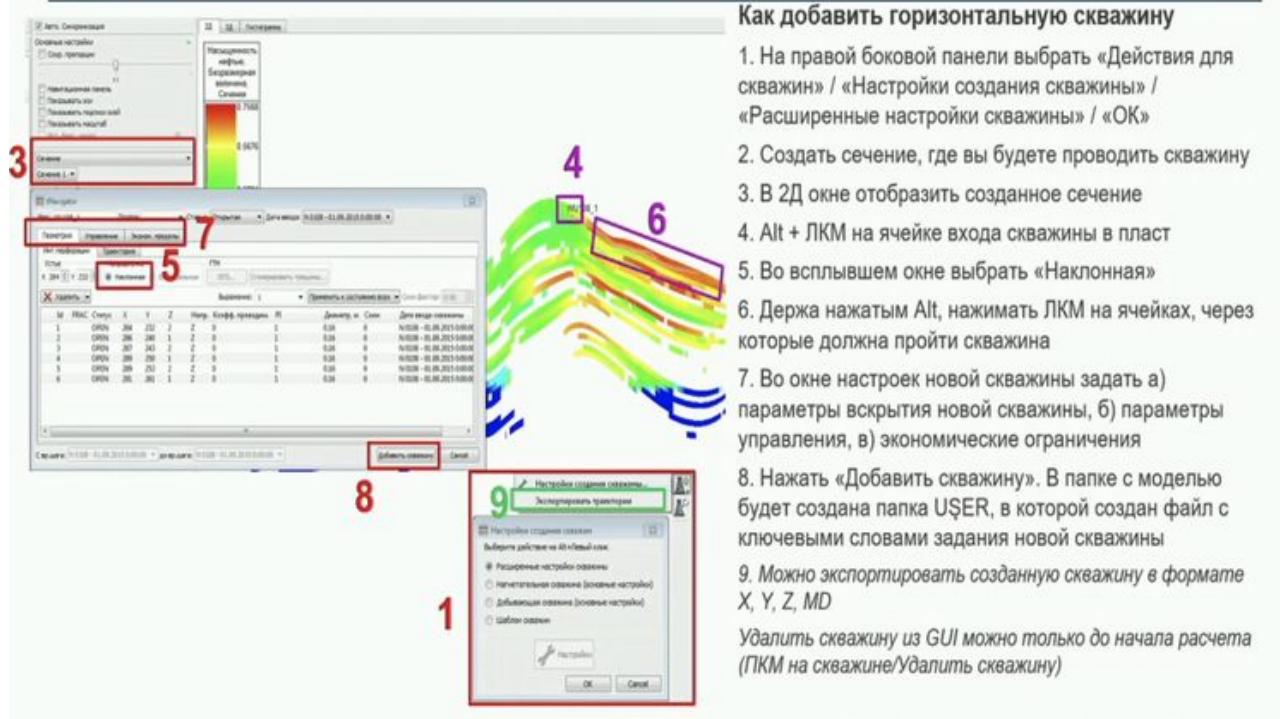
1. Alt + ЛКМ на ячейке в 2Д или 3Д окне
2. Во всплывшем окне задать а) параметры вскрытия новой скважины, б) параметры управления, в) экономические ограничения
3. Нажать «Добавить скважину». В папке с моделью будет создана папка USER, в которой создан файл с ключевыми словами задания новой скважины.

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



3.31.2 Расстановка ГС/ННС

Прогнозные расчеты. Расстановка ГС/ННС

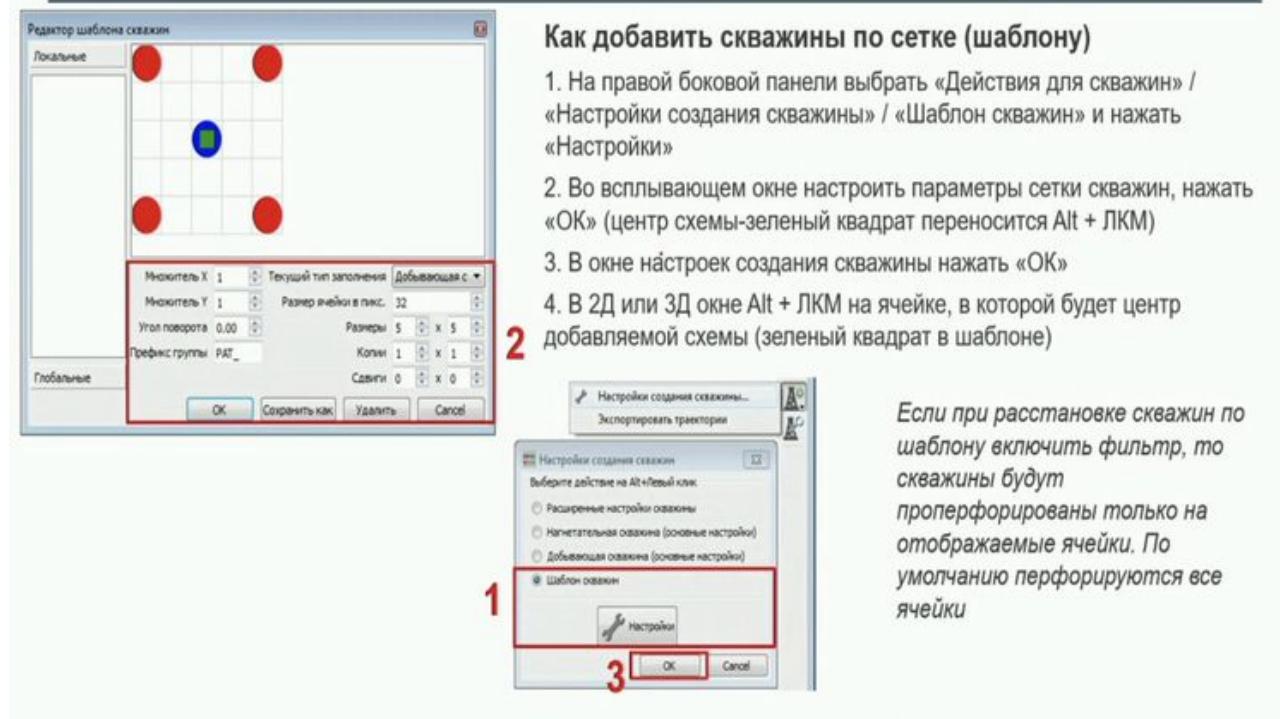


Как добавить горизонтальную скважину

1. На правой боковой панели выбрать «Действия для скважин» / «Настройки создания скважины» / «Расширенные настройки скважины» / «OK»
 2. Создать сечение, где вы будете проводить скважину
 3. В 2D окне отобразить созданное сечение
 4. Alt + ЛКМ на ячейке входа скважины в пласт
 5. Во всплывшем окне выбрать «Наклонная»
 6. Держа нажатым Alt, нажимать ЛКМ на ячейках, через которые должна пройти скважина
 7. Во окне настроек новой скважины задать а) параметры вскрытия новой скважины, б) параметры управления, в) экономические ограничения
 8. Нажать «Добавить скважину». В папке с моделью будет создана папка U\$ER, в которой создан файл с ключевыми словами задания новой скважины
 9. Можно экспортовать созданную скважину в формате X, Y, Z, MD
- Удалить скважину из GUI можно только до начала расчета (ПКМ на скважине/Удалить скважину)

3.31.3 Расстановка скважин по сетке

Прогнозные расчеты. Расстановка скважин по сетке



Как добавить скважины по сетке (шаблону)

1. На правой боковой панели выбрать «Действия для скважин» / «Настройки создания скважины» / «Шаблон скважин» и нажать «Настройки»
2. Во всплывающем окне настроить параметры сетки скважин, нажать «OK» (центр схемы-зеленый квадрат переносится Alt + ЛКМ)
3. В окне настроек создания скважины нажать «OK»
4. В 2D или 3D окне Alt + ЛКМ на ячейке, в которой будет центр добавляемой схемы (зеленый квадрат в шаблоне)

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

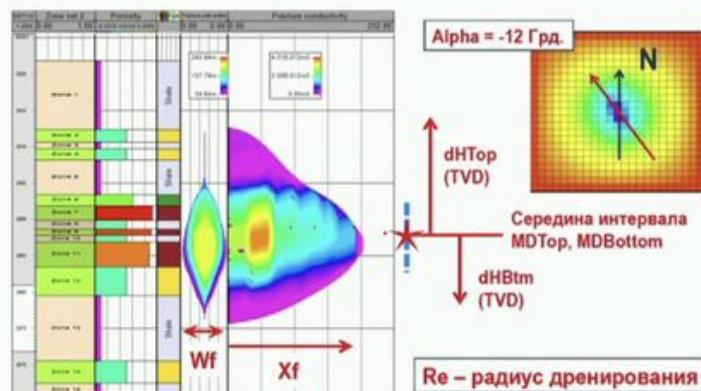
3.31.4 Моделирование ГТМ

Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

Моделирование ГРП посредством плагина EasyFrac для Petrel

Трешины 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.

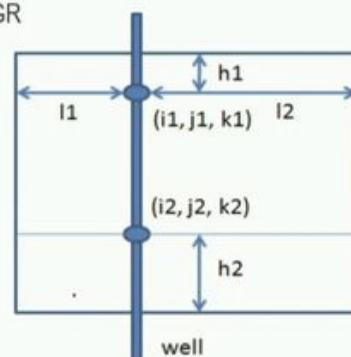
Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

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

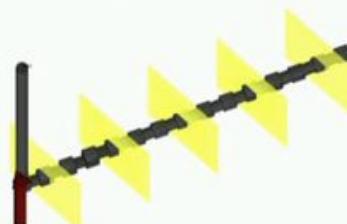


WFRACP

```
--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

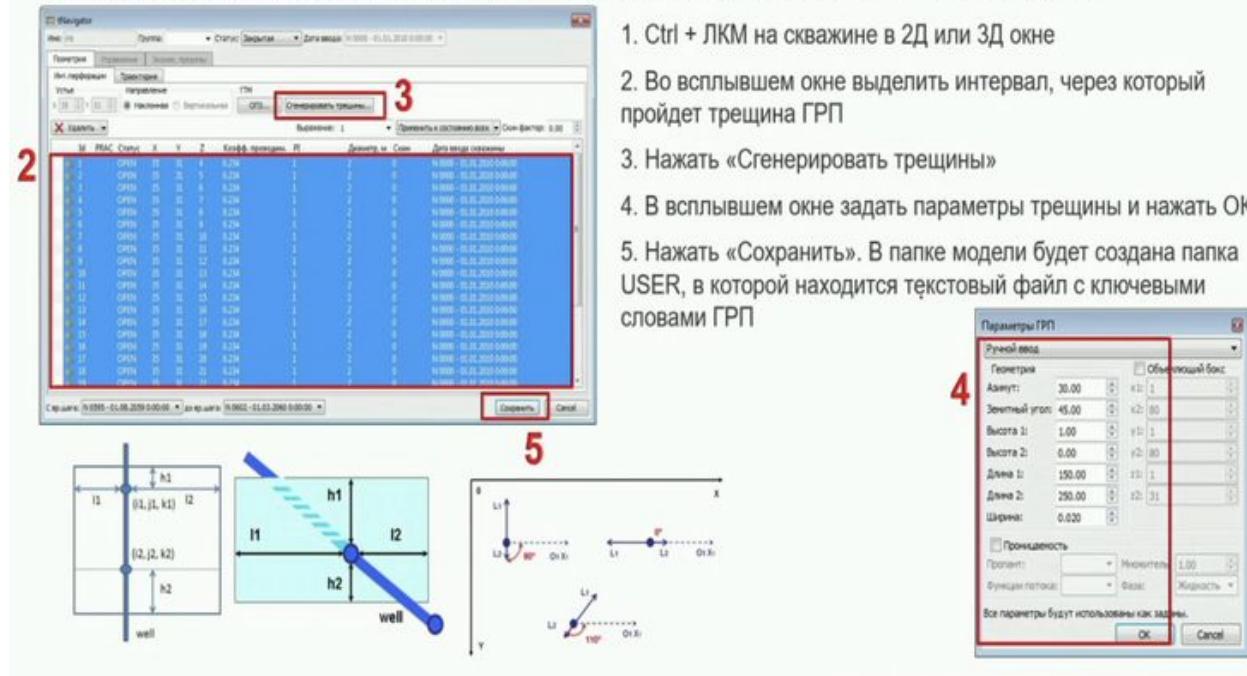


Слайд Кожемякина С.С.

3.31.5 Задание ГРП

Прогнозные расчеты. Задание ГРП

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



3.31.6 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

3.31.7 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)

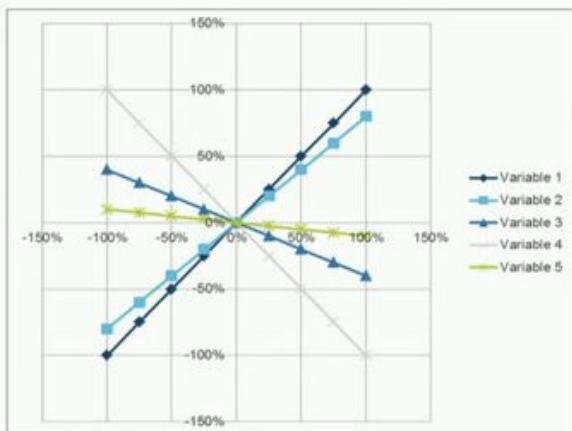


Диаграмма чувствительности
(Spider diagram)

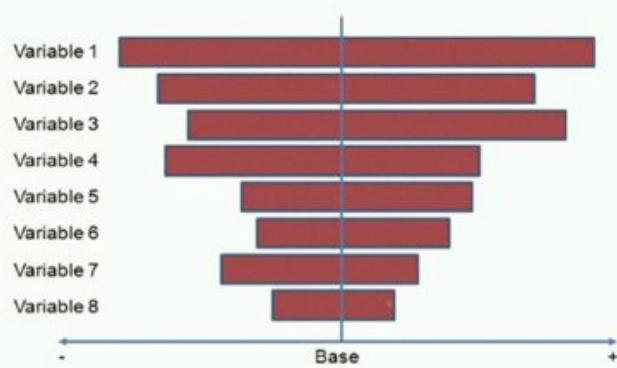


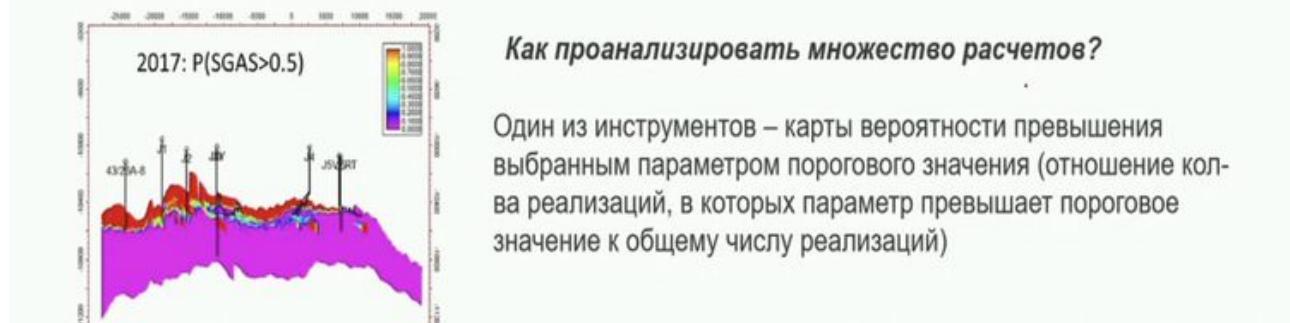
График «торнадо»
(Tornado chart)

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 пар параметров)
- а также прокси и суррогатное моделирование



3.32 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

3.33 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.

3.34 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

3.34.1 Тесты SPE

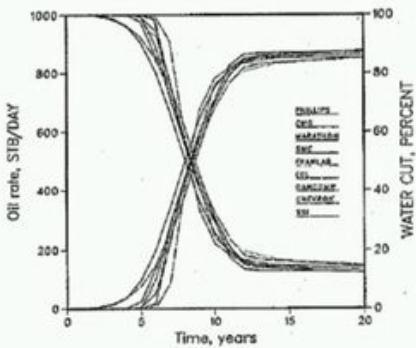
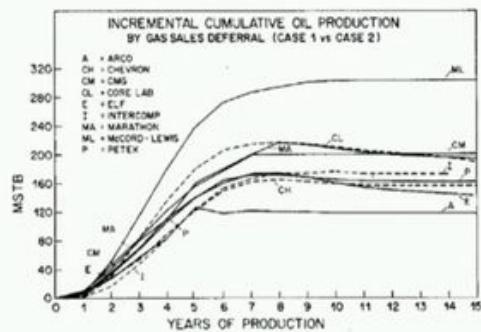
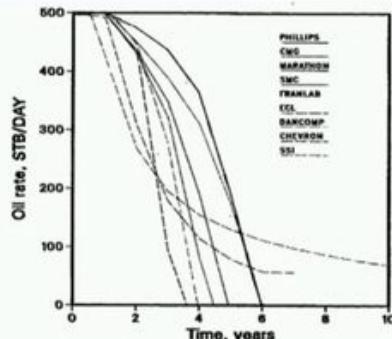
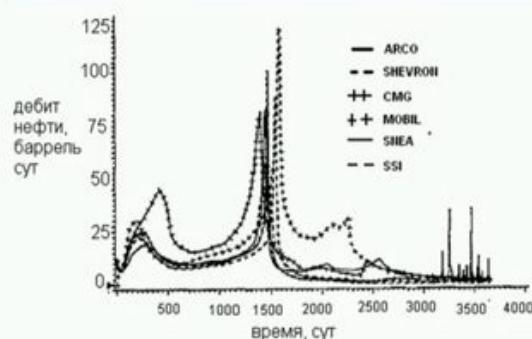
Сравнительная характеристика ПО для ГДМ. Тесты SPE

№	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

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 Pétrole, Elf Aquitaine, Total-CFP and Gas de France)	Sigma-Core							да			
British Petroleum (BP)	noname						да				
Chevron Oil Field Research Co	CRS-3D, NFRS, CHEARS		да	да	да	да	да	да			да
Computer modeling group of Calgary (CMG)	STARS, ISCOM, IMEX	да		да							
Core Laboratories Inc	noname			да							
D&S Research Development Ltd	D&S		да								
Dancomp A/S	DANCOMP/RSO							да			
Energy Resource Consultants Limited (ERC)	TIGRESS							да		да	
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		да	
Gulf Research and Development Co	PORES		да				да				
Hewlett	SURE							да			
HOT Engineering (HOT)	VIP-ENCORE							да			
Integrated technologies (INTECH)	BETA II, SIMBEST II	да	да	да	да		да				да
Intercorp Resource Development and Engineering Inc (SSI)	VIP	да									
J. S. Nolen and Assoc.	noname										
Japan National Oil corporation (JNOC)	noname										
Japan Oil Engineering Co (JOE)	noname										
Marathon Oil Co	noname										
McCord-Lewis Energy Services	noname										
Mobil Research and development Corp	ALPURS	да			да						
Petek, The Petroleum Technology Research Inst.	noname										
Philips Petroleum Co.	noname										
Reservoir Simulation Research Corp (RSRC)	noname										
Scientific Software Corp (SSC)	noname										
Coats Engineering Inc.	SENSOR	да	да								да
Shell Development Co	noname	да	да								
Simulation and Modeling Consultancy Ltd. (SMC)	GENESYS							да		да	
Societe Nationale Elf Aquitaine	noname										
Stanford University	META			да	да						
Todd, Districh, and Chase, Inc. (TDC)	BLOS					да		да			
Western Atlas Software	Desktop-VIP										да
GeoQuest	ECLIPSE 100 and FRONTNSIM										
Landmark	VIP										да
Roxar	Nexwell										
Streamsim	RMSseagrin										да

Тесты SPE



3.34.2 О недостатках тестов SPE

- ## О недостатках тестов SPE
-
- **Граничные 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

О недостатках тестов SPE

- Кроме того, придуманы новые и усовершенствованы старые способы аппроксимации продуктивности, течения жидкости и газов в стволе скважины, потерь 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

3.34.3 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

3.35 Основные проблемы моделирования

Основные проблемы моделирования

Групповая дискуссия:

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

3.36 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

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:

- постоянный дебит
- ламинарное течение
- гомогенная среда фильтрации
- поровое пространство насыщенно одной фазой
- отсутствие химического взаимодействия между породой и флюидом

4.1.1 Линейное течение

4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи

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

$$\frac{Q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \Rightarrow \frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dp \Rightarrow Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (8)$$

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:

$$S = \frac{\nabla P_s}{\frac{Q\mu}{2\pi kh}} \quad (9)$$

$$P_{wf} = P_e - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right) \quad (10)$$

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

4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта

$$Q = \frac{kh}{18,41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S} \quad (11)$$

4.4 Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности