

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 пласта)	7
1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласта)	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 Каналы распространения знаний по ГДМ	10
2.3 Что такое модель?	10
2.4 Требования к моделям	11
2.5 Точность моделей	11
2.6 Виды моделей	12
2.7 Гидродинамическая модель	12
2.8 Цели гидродинамического моделирования (ГДМ)	13
2.9 Математическая основа ГДМ	13
2.10 Типы сеток ГДМ	14
2.11 Типы сеток ГДМ. LGR	15
2.12 Порядок нумерации ячеек сетки	16
2.13 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE	16
2.14 Справочники для симулятора ECLIPSE	17
2.15 Задание свойств в ячейках	17
2.16 Поток через ячейку	19
2.17 Несоседние соединения NNC	20
2.18 Проблемы пространственной дискретизации	21
2.19 Построение грида	22
2.20 Гидродинамические модели (схема)	23
2.21 Типы расчётных моделей	23
2.21.1 Модель нелетучей нефти	23
2.21.2 Композиционная модель	24
2.21.3 Термические модели	24
2.21.4 Модель двойной или мульти-среды	25
2.21.5 Модели линий тока	25
2.21.6 Proxy-модели	26
2.21.7 Суррогатные (мета) модели	27

СОДЕРЖАНИЕ

2.22 Иерархия гидродинамических моделей	28
2.23 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи	29
2.24 Источники геологической информации в масштабах месторождения	30
2.25 Охват исследованием и погрешность	30
2.26 Исходные данные для гидродинамического моделирования	31
2.27 Подходы к построению ПДГДМ	32
2.28 Ремасштабирование геомодели	32
2.29 Ремасштабирование структуры (upgridding)	33
2.30 Ремасштабирование свойств	34
2.31 Ремасштабирование проницаемости	34
2.32 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества	35
2.33 Поверхностное натяжение	36
2.34 Смачиваемость	36
2.35 Капиллярное давление	37
2.36 Капиллярное давление для разных типов породы	39
2.37 J-функция Леверетта	40
2.38 Капиллярное давление. Лабораторные исследования	41
2.39 ОФП	42
2.40 Смачиваемость. Критерий Craig (1971)	43
2.41 Гистерезис ОФП	44
2.42 ОФП. Лабораторные исследования	44
2.43 ОФП. Корреляции Corey и LET	47
2.44 Как задать ОФП в ГДМ, если есть несколько исследований?	47
2.45 Концевые точки ОФП в системе нефть-вода	48
2.46 Масштабирование ОФП	49
2.46.1 По горизонтали (по насыщенности)	51
2.46.2 По вертикали	52
2.47 Согласованность массивов в модели	52
2.48 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП)	54
2.49 Типы флюидов	55
2.50 Определение типа залежи по составу УВ	56
2.51 PVT-свойства	56
2.52 PVT-свойства нефти	57
2.53 PVT-свойства нефти. Корреляции	57
2.54 PVT-свойства «живой нефти»	58
2.55 Варианты описания PVT в моделях Black Oil	58
2.56 Сжимаемость порового пространства	59
2.57 Сжимаемость порового пространства. Корреляции	60
2.58 Упражнение 1. Упражнения на обработку и подготовку исходных данных	61

3 Лекция 13.09.2022 (Кайгородов С.В.)	63
3.1 Анализ разработки перед построением модели	63
3.2 Матбаланс	64
3.3 Матбаланс. Пример использования	65
3.4 Анализ источников обводнения	66
3.5 Оценка загрязнения призабойной зоны	68
3.6 Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах	68
3.7 Исходные данные по скважинам	69
3.8 Моделирование притока к скважине	70
3.9 Способы инициализации модели в симуляторах	71
3.9.1 Неравновесный	71
3.9.2 Равновесный	72
3.9.3 Равновесный с соблюдением начальной насыщенности	73
3.10 Оценка корректности инициализации ГДМ	73
3.11 Аналитический аквифер	74
3.12 Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели	75
3.13 Упражнение 3. Инициализация ГДМ	76
3.14 Задание истории работы скважин	76
3.15 Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции	77
3.16 Алгоритм работы в ПО SCHEDULE	77
3.17 Загрузка истории эксплуатации	80
3.18 Адаптация модели	82
3.18.1 Обратные задачи	82
3.18.2 Адаптация модели на разных стадиях разработки	83
3.18.3 По отборам жидкости и пластовому давлению	84
3.18.4 По соотношению нефть/вода	85
3.18.5 По коэффициенту продуктивности и Рзаб	85
3.18.6 Алгоритм проведения автоадаптации	86
3.18.7 Программы автоадаптации	87
3.18.8 Критерии адаптации	87
3.18.9 «Запрещённые» и нежелательные приёмы адаптации	89
3.19 Упражнение 5. Расчёт моделей с разными наборами исходных данных	89
3.20 Упражнение 6. Адаптация ГДМ	90
3.21 Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов	90
3.22 Групповая дискуссия	91
3.23 Инструменты для оптимизации разработки месторождения	91
3.24 Линии тока	92
3.25 Оптимизация ППД на основе матриц дренирования	92
3.26 Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования	93
3.27 Подготовка и проведение прогнозных расчётов	94
3.28 Создание рестартов из GUI tNavigator	96
3.29 Вырезание сектора	96

СОДЕРЖАНИЕ

3.30 Подготовка и проведение прогнозных расчётов	97
3.31 Прогнозные расчёты	97
3.31.1 Расстановка ВС	97
3.31.2 Расстановка ГС/ННС	98
3.31.3 Расстановка скважин по сетке	98
3.31.4 Моделирование ГТМ	99
3.31.5 Задание ГРП	100
3.31.6 Оценка адекватности результатов	100
3.31.7 Анализ чувствительности	101
3.32 Упражнение 7. Прогнозные расчёты	102
3.33 Регламенты по созданию ГДМ	102
3.34 Сравнительная характеристика ПО для ГДМ	103
3.34.1 Тесты SPE	103
3.34.2 О недостатках тестов SPE	105
3.34.3 Тесты ЦКР	106
3.35 Основные проблемы моделирования	106
3.36 Выводы	107
4 Практика 14.09.2022 (Базыров И.Ш.)	110
4.1 Закон Дарси	110
4.1.1 Линейное течение	110
4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи	110
4.2 Скин-фактор	111
4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта	111
4.4 Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности	111
4.5 Задача 1	112
4.6 Что такое гидродинамическое моделирование?	112
4.7 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласта)	113
4.8 Решение линейного стока/источника в однородном бесконечном коллекторе	113
4.9 Что такое модель, или зачем нужно решать уравнение пьезопроводности?	114
4.10 Задача 2	114
4.11 Вывод уравнения пьезопроводности без упругости пласта (от Шеля Е.В.)	115
5 Практика 21.09.2022 (Базыров И.Ш.)	119
6 Практика 28.09.2022 (Базыров И.Ш.)	120

Гидродинамическое моделирование

Конспект лекций и семинаров

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

4 октября 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 относиться к своим инженерным решениям!

1.2 История развития гидродинамических моделей

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

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

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

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

- Buckley Leverett
- Muscat
- Dykstra Parson

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

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

Условие сжимаемости флюида (3) перепишем в дифференциальной форме:

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

Учитывая предположение о неподвижности скелета, перепишем уравнение неразрывности потока:

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

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

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

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

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

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

1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласта)

Задача со звёздочкой.

1.4 Пороупругость

Использует методы механики сплошных сред к пористым средам.

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

Матрица - материал, из которого сделан пористый скелет.

В твёрдой части выполняются уравнения упругости.

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

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

Общая схема решения упругих (пороупругих) задач:

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

1.5 Гидрогеомеханическое моделирование: компьютерное моделирование, виды совмещения

1.5.1 Виды гидро-геомеханического совмещения

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

От первого к последнему возрастает качество, но падает скорость.

2 Лекция 12.09.2022 (Кайгородов С.В.)

2.1 Цели курса

Содержание курса

День 1

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

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

День 2

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

День 3

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

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

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 7

Цели курса

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

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

2.2 Каналы распространения знаний по ГДМ

Каналы распространения знаний по ГДМ

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

Доступ запрашивается через СУИД

2. Единый лист рассылки по ГДМ rs@wiki.gazprom-neft.ru

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

3. Дискуссионный клуб по ГДМ

Проводится несколько раз в год, приглашения высыпаются через лист рассылки

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

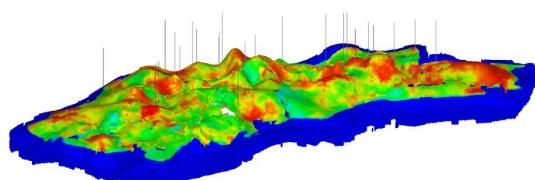
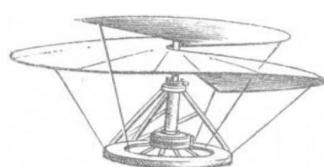
5. Telegram-чат https://t.me/+6jv-2nD_fU04YWVi



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

2.3 Что такое модель?

Что такое модель?



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

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

2.4 Требования к моделям

Требования к моделям [4]

- **Адекватность**

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

- **Точность**

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

- **Универсальность**

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

- **Целесообразная экономичность**

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

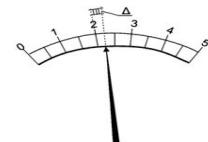
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 16

2.5 Точность моделей

Точность моделей [4]

Причины погрешностей:

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



Точность моделей:

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



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

2.6 Виды моделей

Виды моделей [4]

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

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

2.7 Гидродинамическая модель

Гидродинамическая модель

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

Это математическая модель с возможностью графического представления результатов расчета

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

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

2.8 Цели гидродинамического моделирования (ГДМ)

Цели гидродинамического моделирования

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

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

2.9 Математическая основа ГДМ

Математическая основа ГДМ

Компьютерная гидродинамическая модель месторождения основана на следующей системе уравнений:

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

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

Границные условия:

Либо условие непротекания:

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

Либо фиксированная величина давления

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

Начальные условия:

Либо задано напрямую распределение

Либо рассчитано из гидростатического равновесия

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

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

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

$$S_W + S_O + S_G = 1$$

n_c – компонентов распределенных в пф - фаз

ϕ – пористость элементарного объема

V_{ϕ} – количество моль всех компонентов в фазе “ ϕ ”

S_{ϕ} – объем фазы “ ϕ ”

ξ_{ϕ} – мольная доля фазы “ ϕ ”

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

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

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

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

Математическая основа ГДМ

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

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

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

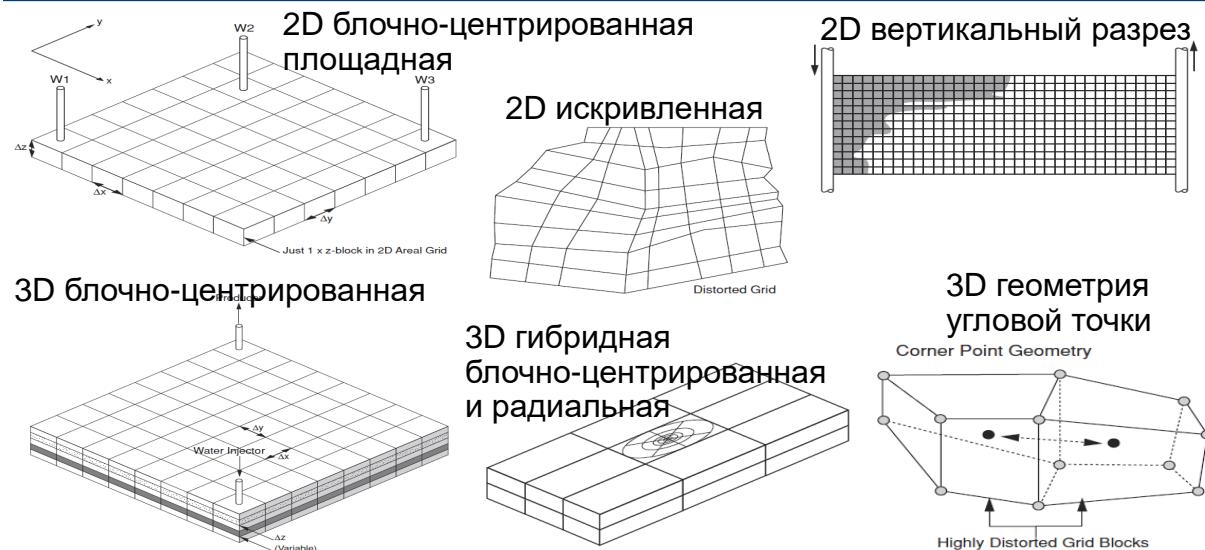
$$\int_V \operatorname{div} \vec{F} dV = \oint_S \vec{F} d\vec{S} \quad \rightarrow \quad \int_{V_i} \frac{\partial}{\partial t} (\phi N_c) = \sum_{P=1}^{n_p} \int_{\partial V_i} \left(x_{c,P} \xi_P \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p + \nabla P_{cP} - \gamma p \nabla d), \mathbf{n} \right) ds + \int_{V_i}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

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

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

2.10 Типы сеток ГДМ

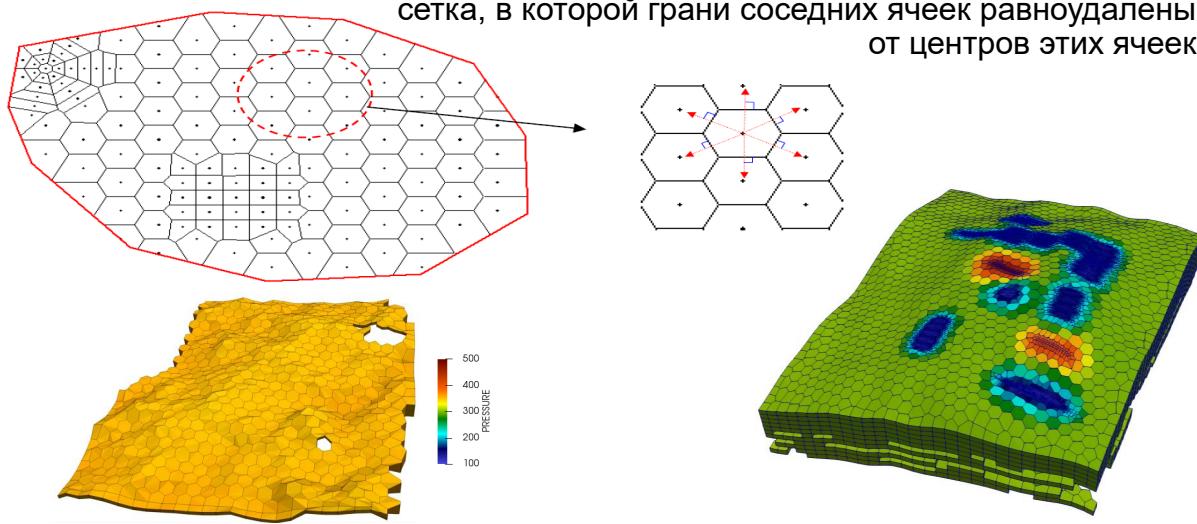
Типы сеток ГДМ [5]



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

Типы сеток ГДМ

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



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

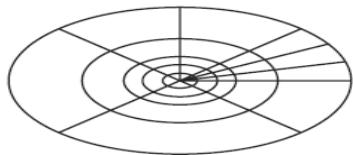
2.11 Типы сеток ГДМ. LGR

Типы сеток ГДМ. LGR

Локальное измельчение сетки

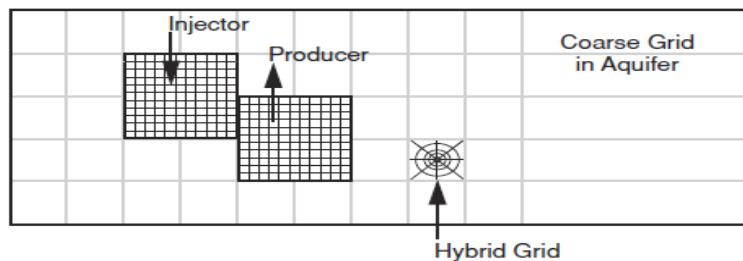
- Используется для более точного моделирования околоскважинных эффектов
- Значительно замедляет расчет

Локальное измельчение радиальной сетки



Рисунки взяты из [5]

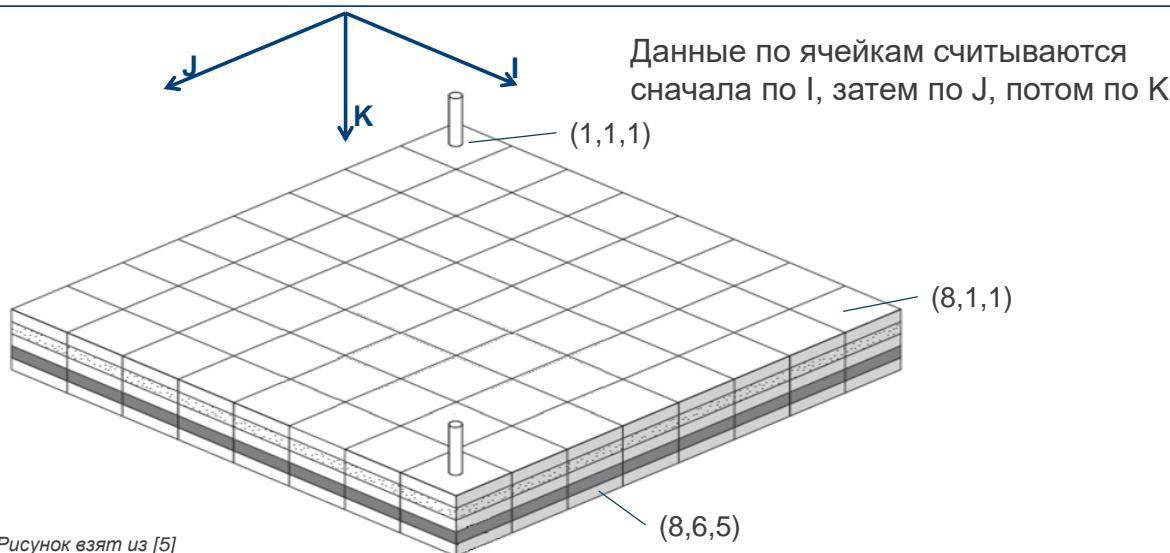
Локальное измельчение, укрупнение и гибридная сетка



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

2.12 Порядок нумерации ячеек сетки

Порядок нумерации ячеек сетки



2.13 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE

Структура файла исх.данных для симулятора ECLIPSE

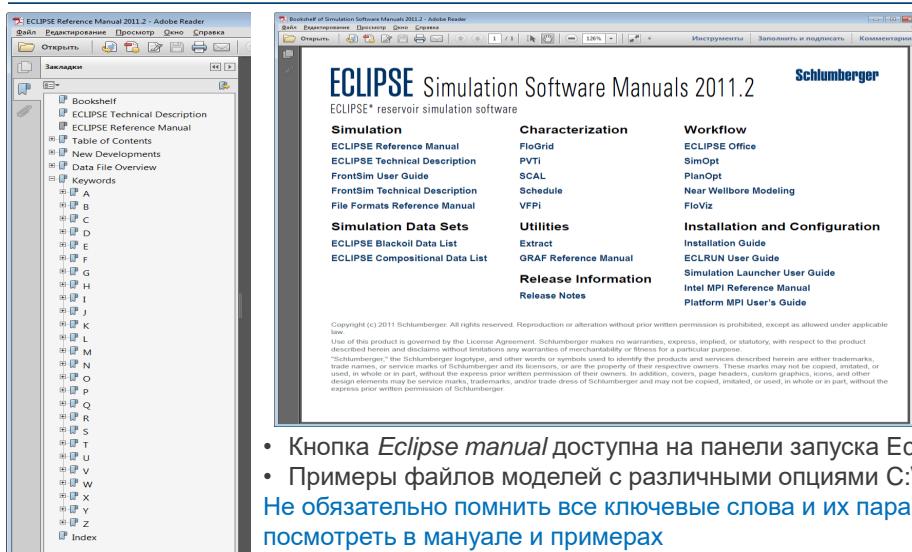
Файл *.DATA – файл с описанием параметров модели, необходимых для её запуска на расчет. Состоит из ключевых слов и соответствующих этим словам параметров

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

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

2.14 Справочники для симулятора ECLIPSE

Справочники для симулятора ECLIPSE



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

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

2.15 Задание свойств в ячейках

Задание свойств в ячейках

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

Как задать:

ACTNUM – в активных ячейках 1, в неактивных – 0

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

MINPV – устанавливает min поровый объем для активной ячейки

PINCH – устанавливает min толщину для активной ячейки

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

Правила задания свойств в ячейке:

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

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

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

Задание свойств в ячейках

Примеры задания свойств

PERMX

0.1 2.0 4.5 1.7 13.2 / *перечисление*

PERMX

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

EQUALS

PERMX 0.4 / *значение для всех ячеек*

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

COPY

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

PERMX PERMZ /

/

MULTIPLY

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

/

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

Задание свойств в ячейках

Примеры задания свойств

BOX

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

PERMX

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

ENDBOX

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

INCLUDE

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

INCLUDE

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

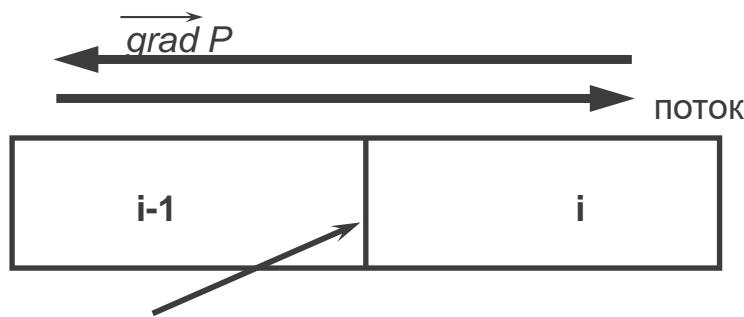
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 31

2.16 Поток через ячейку

Поток через ячейку

Поток через ячейку сетки определяется

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



$TRANX_i$ – проводимость на данной границе

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

Поток через ячейку [6]

По умолчанию для блочно-центрированной геометрии
(OLDTRAN)

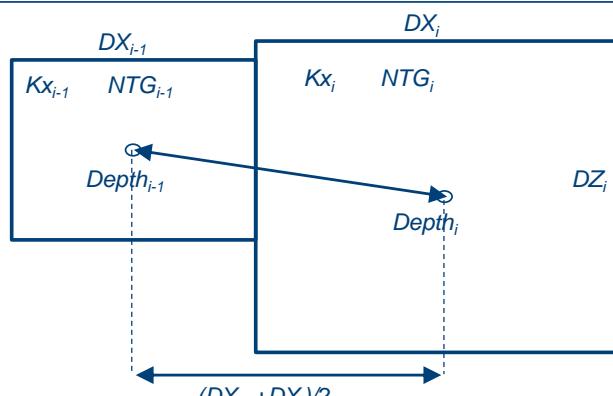
$$T_x = \frac{c \cdot MULTX \cdot A \cdot DIPC}{B}$$

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

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

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

$$c = 0.008527$$



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

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

Поток через ячейку [6]

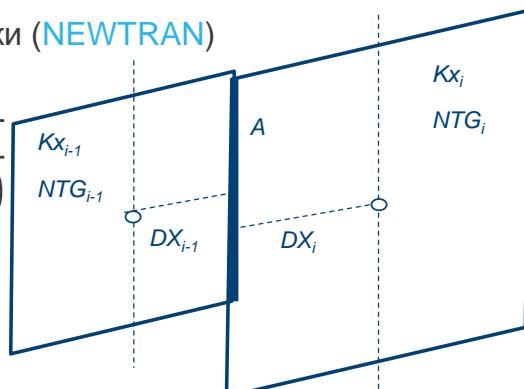
По умолчанию для геометрии угловой точки (**NEWTRAN**)

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

$$c = 0.008527$$

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

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



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

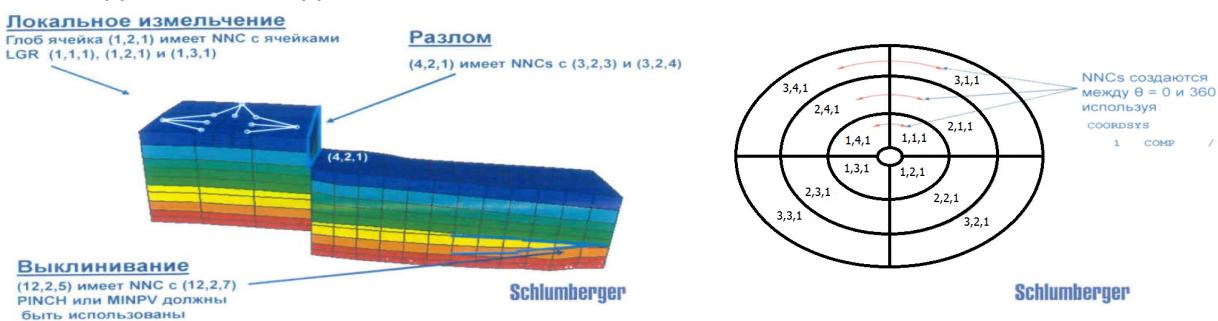
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 34

2.17 Несоседние соединения NNC

Несоседние соединения NNC

NNC разрешает переток между ячейками с несоседними IJK индексами:

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



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

2.18 Проблемы пространственной дискретизации

Проблемы пространственной дискретизации

В результате дискретизации пространства и времени возникает численная ошибка, называемая

- Численная дисперсия

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

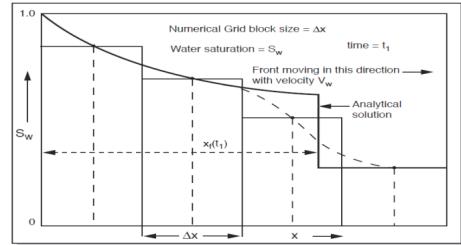
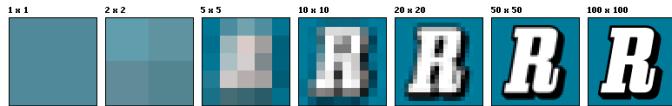


Рисунок взят из [5]

Чтобы уменьшить численную дисперсию:

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

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

Проблемы пространственной дискретизации

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

- Эффект ориентации сетки

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

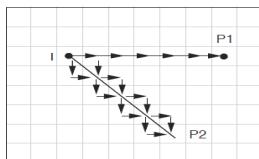
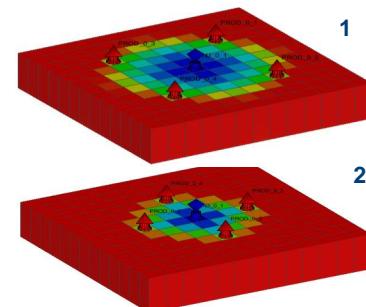


Рисунок взят из [5]



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

Проблемы пространственной дискретизации

Чтобы уменьшить эффект ориентации сетки:

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

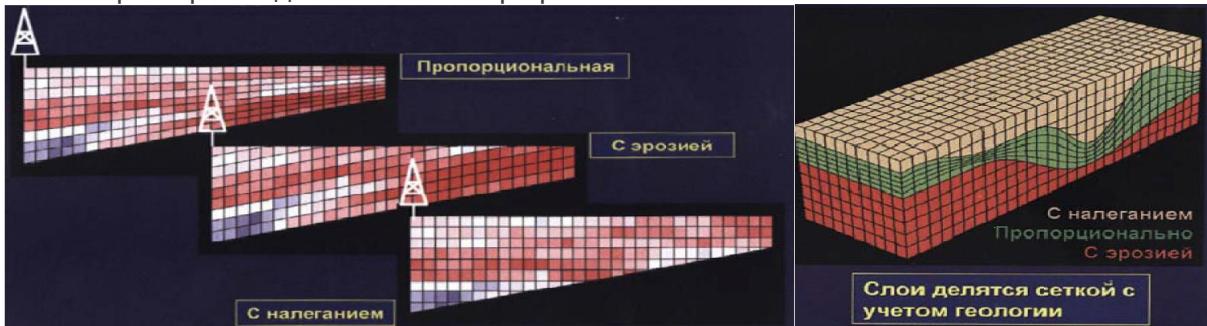
Чем больше разница подвижностей, тем сильнее эффект ориентации сетки

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

2.19 Построение грида

Построение грида

Учет характера осадконакопления при разбиении на слои



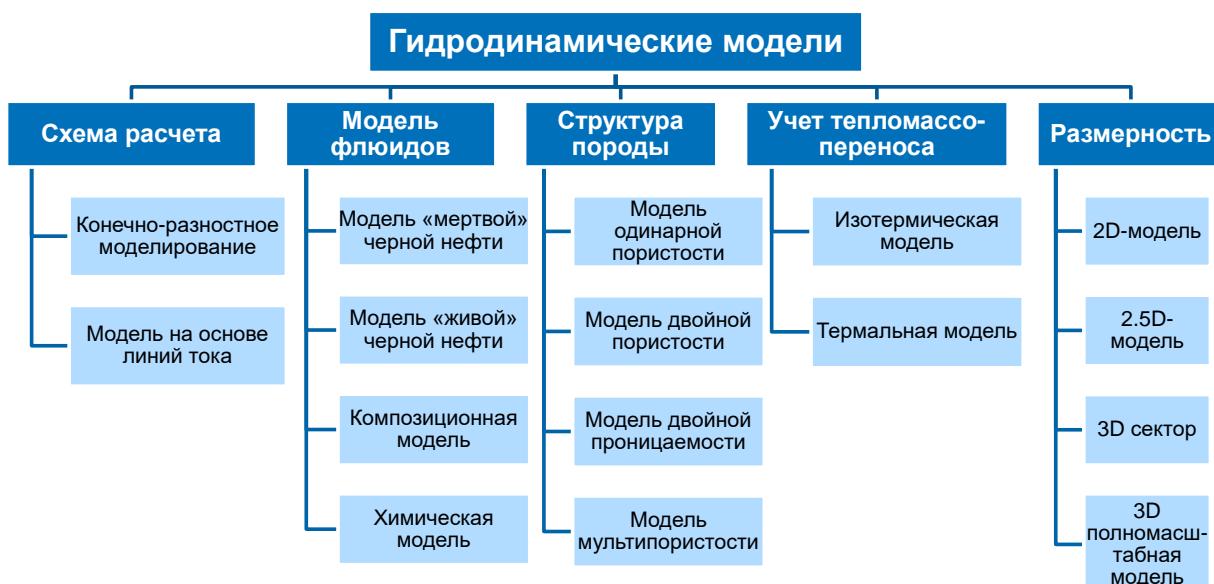
- налегание - при постепенном увеличении площади осадконакопления (например, заполнение выветренных прогибов фундамента),
- эрозия срез части накопленных осадков, например часть бара «сдувается» при понижении уровня моря
- пропорционально - любое осадконакопление без особенностей (мощности разные из-за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

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

Рисунки Olivier Dubrule

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

2.20 Гидродинамические модели (схема)



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

2.21 Типы расчётовых моделей

2.21.1 Модель нелетучей нефти

Типы расчетных моделей. Модель нелетучей нефти

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

Пластовые процессы, моделируемые при помощи модели нелетучей нефти:

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

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

2.21.2 Композиционная модель

Типы расчетных моделей. Композиционная модель

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

Пластовые процессы, которые можно смоделировать при помощи композиционной модели:

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

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

2.21.3 Термические модели

Типы расчетных моделей. Термические модели

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

Пластовые процессы, моделируемые при помощи термических моделей:

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

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

2.21.4 Модель двойной или мульти-среды

Типы расчетных моделей. Модели двойной/мульти- среды

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

Выделяют следующие подтипы:

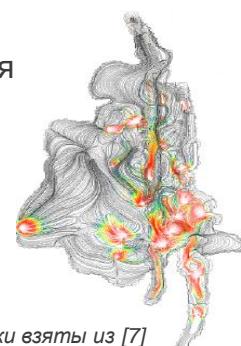
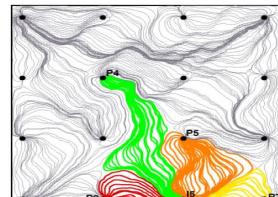
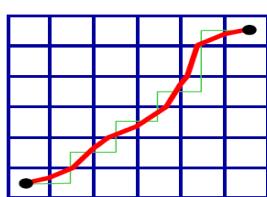
- Модель двойной пористости (запасы в матрице, фильтрация только по трещинам)
- Модель двойной проницаемости (фильтрация и по трещинам и по матрице)
- Модель мультипористости (трещинно-каверно-поровые коллектора, сланцевый газ, метан угольных пластов)

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

2.21.5 Модели линий тока

Типы расчетных моделей. Модели линий тока

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



Рисунки взяты из [7]

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

2.21.6 Proxy-модели

Типы расчетных моделей. Proxy-модели

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

Особенности proxy-модели в NGT SMART:

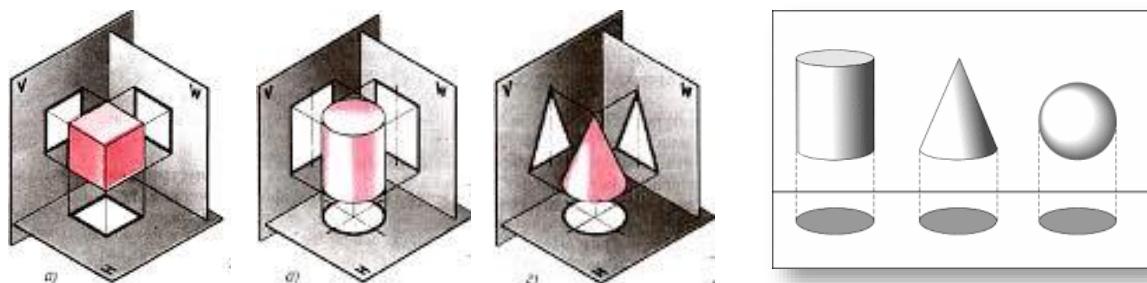
- Пласт плоский
- 2-мерная модель течения
- Объект разработки – 1 слой
- Пористость = const
- Проницаемость – автоматически подбираемый параметр
- Карты начальной нефтенасыщенности и начального давления всегда задаются явным образом
- Нет процедуры гидростатического выравнивания
- Ограниченные возможности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

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

Типы расчетных моделей. Proxy-модели

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

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



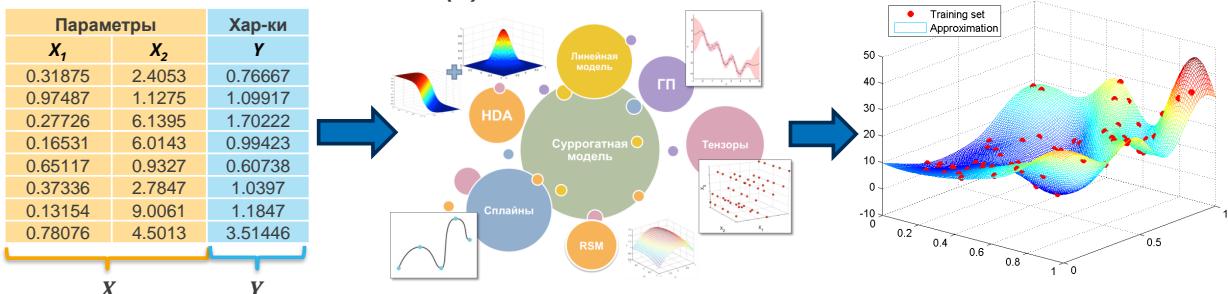
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 47

2.21.7 Суррогатные (мета) модели

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Что такое суррогатная модель?

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



Основные составляющие суррогатного моделирования:

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

По материалам Skoltech

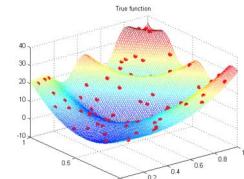
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 48

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Основные шаги создания суррогатной модели:

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

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

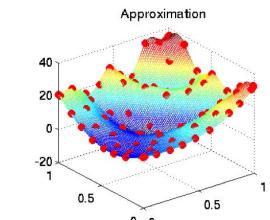


3. Поиск $X_{new} \in U$ (планирование эксперимента) и вычисление с исходной моделью f в точке $X_{new} \Rightarrow$ добавление в данные новой точки $(X_{new}, f(X_{new}))$

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

5. Итеративный переход к Шагам 2 – 4.

6. Критерий завершения работы: по точности/времени



По материалам Skoltech

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

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Использование суррогатного моделирования:

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

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



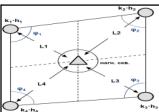
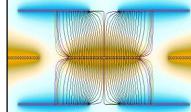
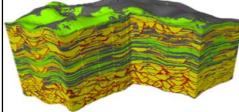
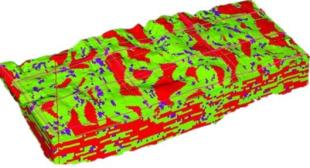
**Требуются «быстрые» модели, аппроксимирующие исходные модели
(суррогатные модели)**

По материалам Skoltech

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

2.22 Иерархия гидродинамических моделей

Иерархия гидродинамических моделей

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

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

2.23 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

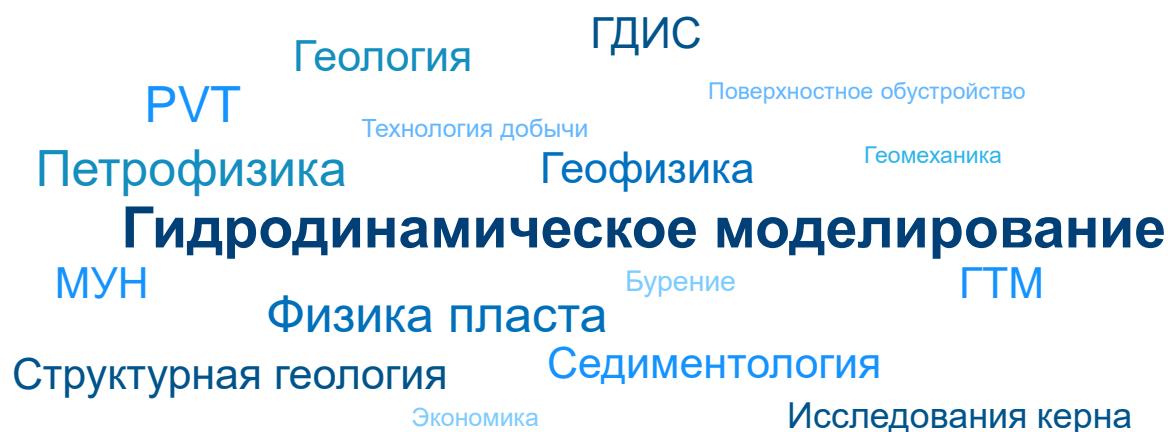
Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

Групповая дискуссия:

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

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

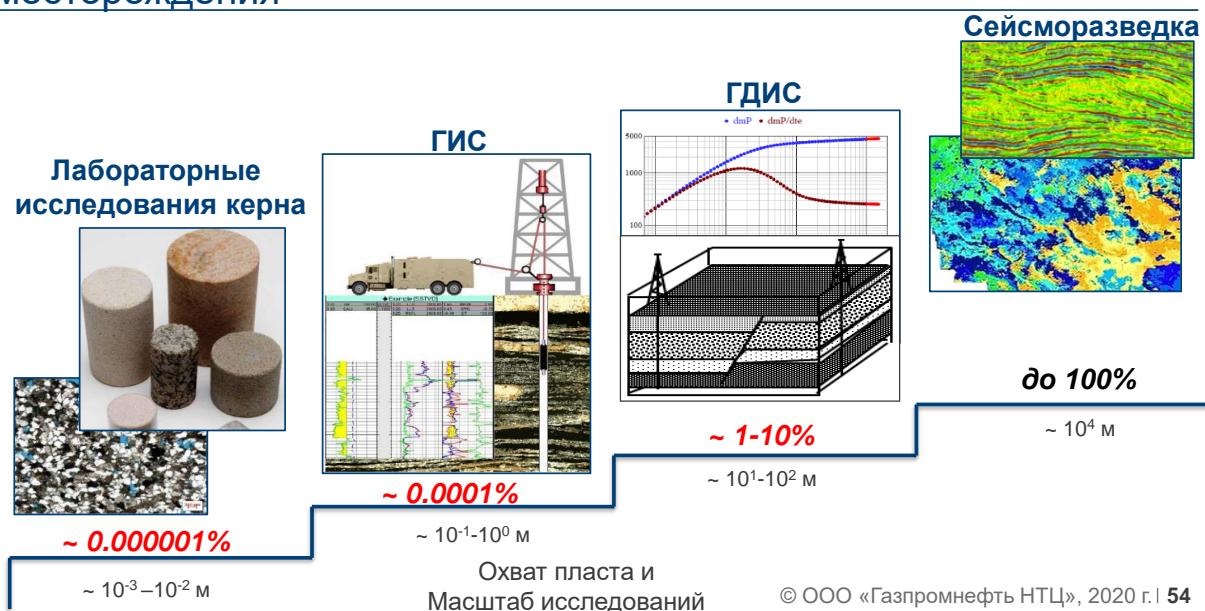
Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи



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

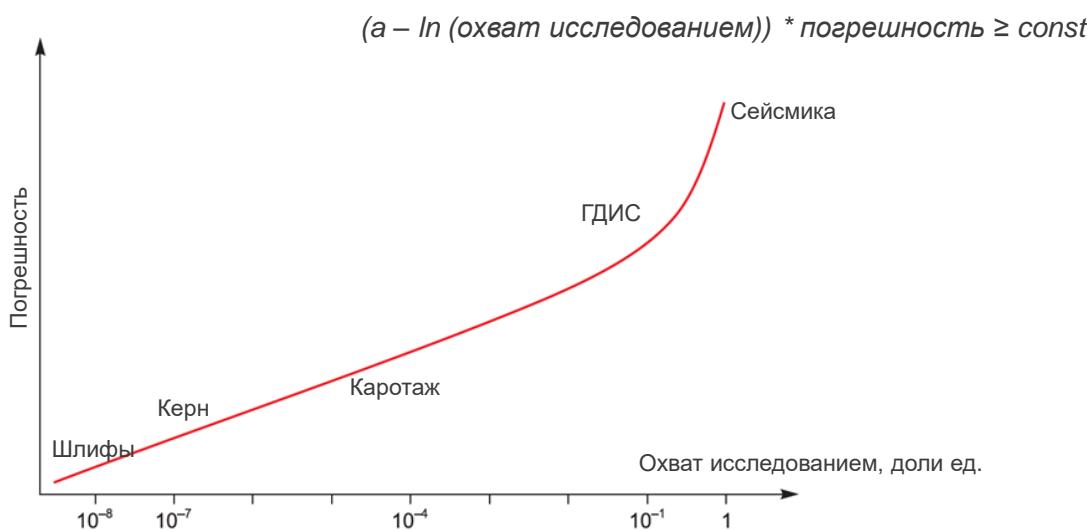
2.24 Источники геологической информации в масштабах месторождения

Источники геологической информации в масштабах месторождения



2.25 Охват исследованием и погрешность

Охват исследованием и погрешность [13]



2.26 Исходные данные для гидродинамического моделирования

Исходные данные для гидродинамического моделирования

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

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

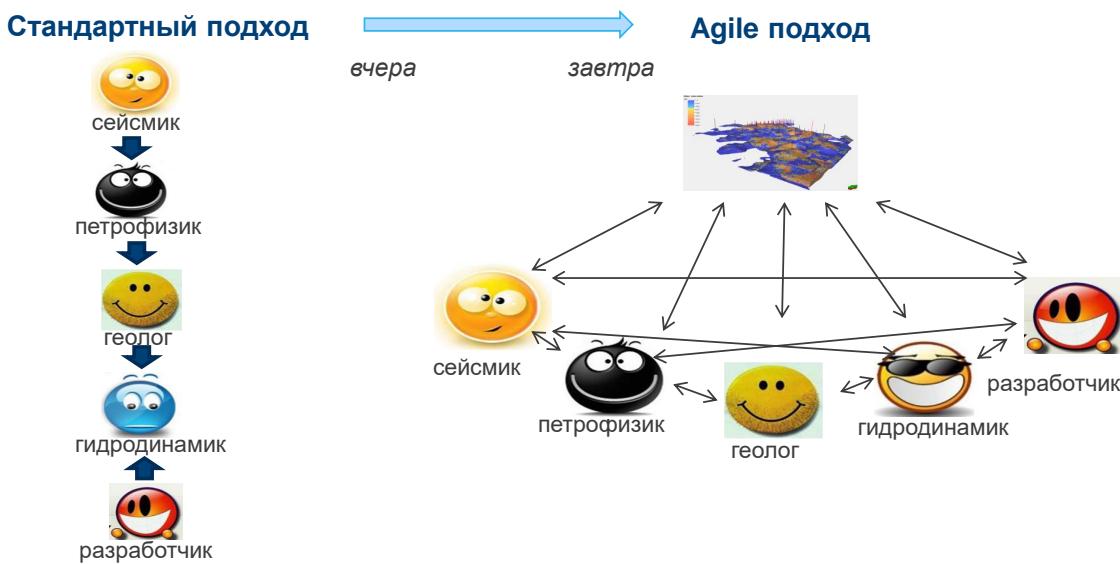
Исходные данные для гидродинамического моделирования

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

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

2.27 Подходы к построению ПДГГДМ

Подходы к построению ПДГГДМ



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

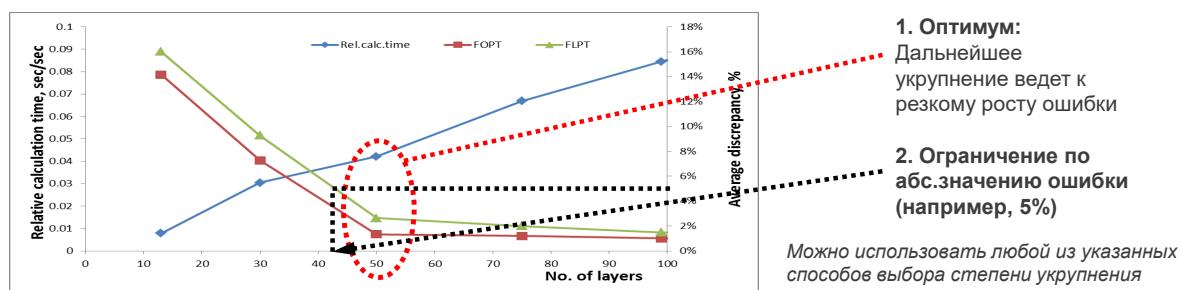
2.28 Ремасштабирование геомодели

Ремасштабирование геомодели

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

Можно выделить два основных этапа:

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



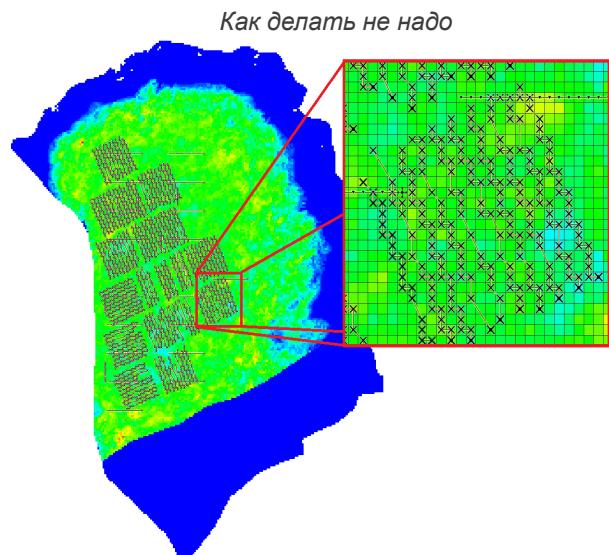
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 59

2.29 Ремасштабирование структуры (upgridding)

Ремасштабирование структуры (Upgridding)

Укрупнение по латерали

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

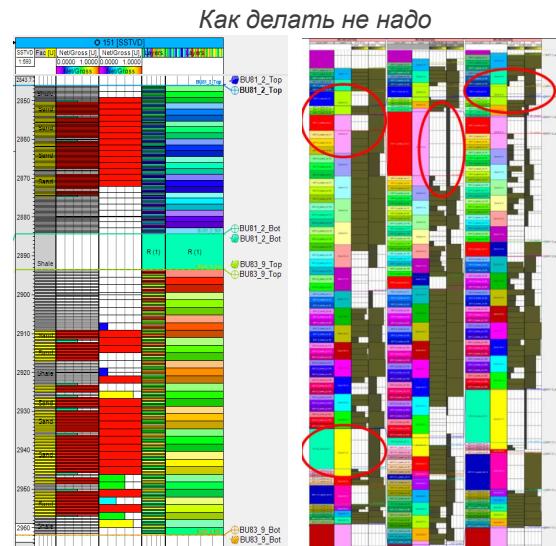


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 60

Ремасштабирование структуры (Upgridding)

Укрупнение по вертикали (по разрезу)

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



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

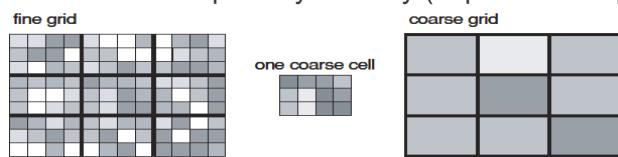
2.30 Ремасштабирование свойств

Ремасштабирование свойств

Песчанистость рассчитывается путем взвешивания по геометрическому объему ячеек.

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

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



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

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

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

Рисунки взяты из [5]

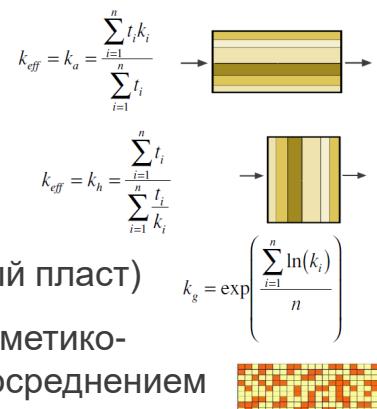
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 62

2.31 Ремасштабирование проницаемости

Ремасштабирование проницаемости

Методы ремасштабирования проницаемости:

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

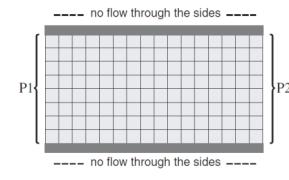


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 63

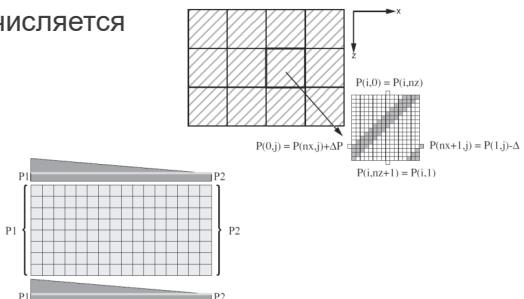
Ремасштабирование проницаемости (Flow-based)

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

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



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

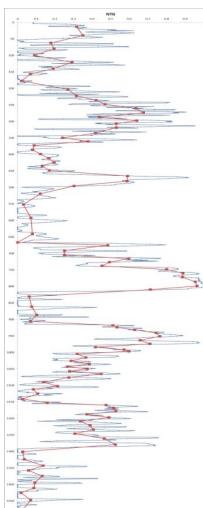


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 64

2.32 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

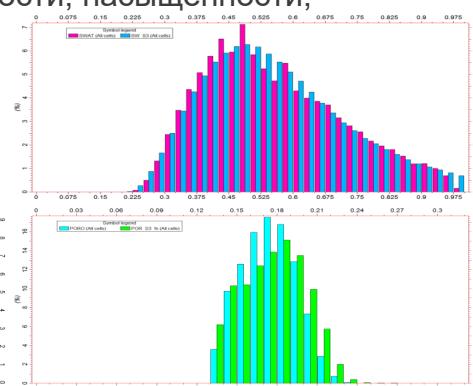
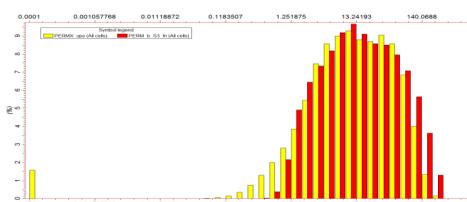
Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

ГСР песчанистости



Для контроля качества ремасштабирования проводится сопоставление:

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



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

2.33 Поверхностное натяжение

Поверхностное натяжение

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



Рисунок взят из [5]

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

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

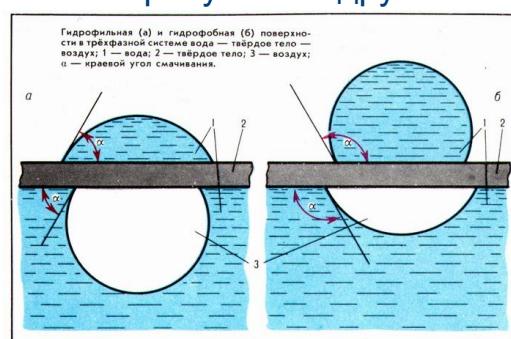
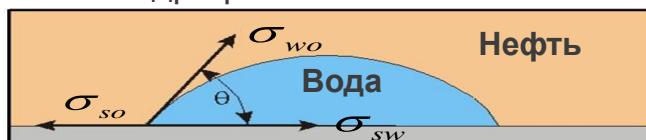
2.34 Смачиваемость

Смачиваемость

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

Породы бывают:

- гидрофильные
- с промежуточными условиями смачиваемости
- гидрофобные



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

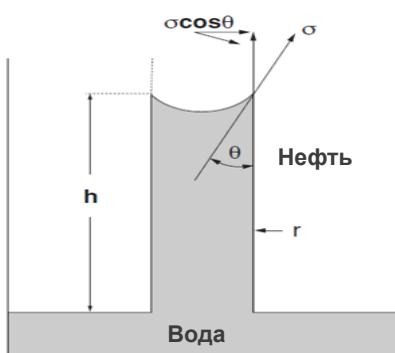
По определению, угол смачивания θ измеряется в сторону жидкой фазы, имеющей большую плотность, и изменяется от 0 до 180 градусов

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

2.35 Капиллярное давление

Капиллярное давление

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



Сила, действующая вверх

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

Сила, действующая вниз

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

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

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

Рисунок взят из [5]

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

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

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

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

Капиллярное давление

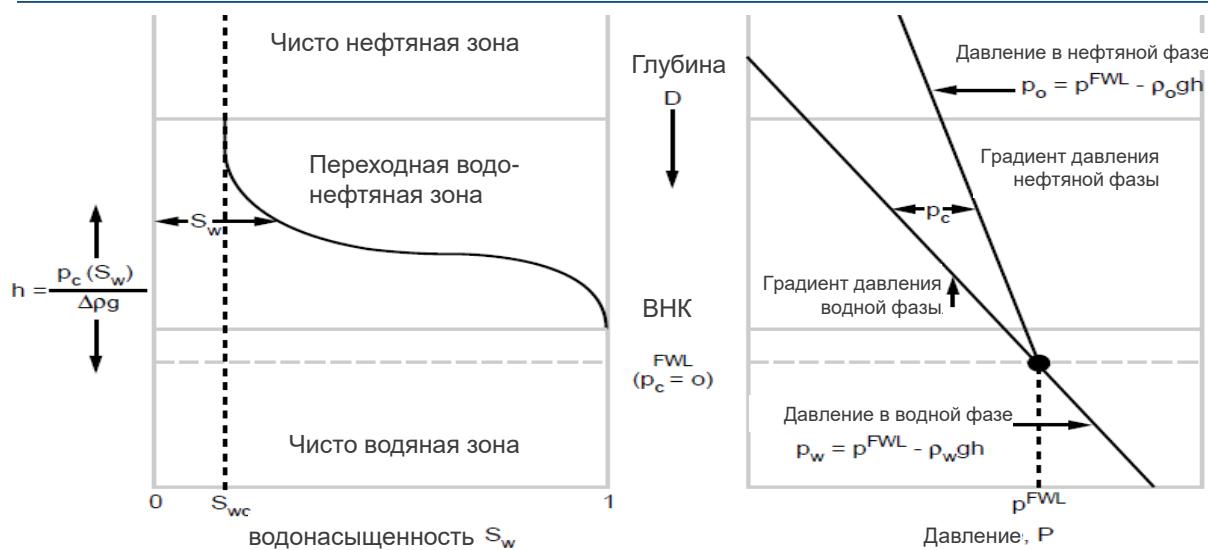


Рисунок взят из [5]

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

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

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

Капиллярное давление

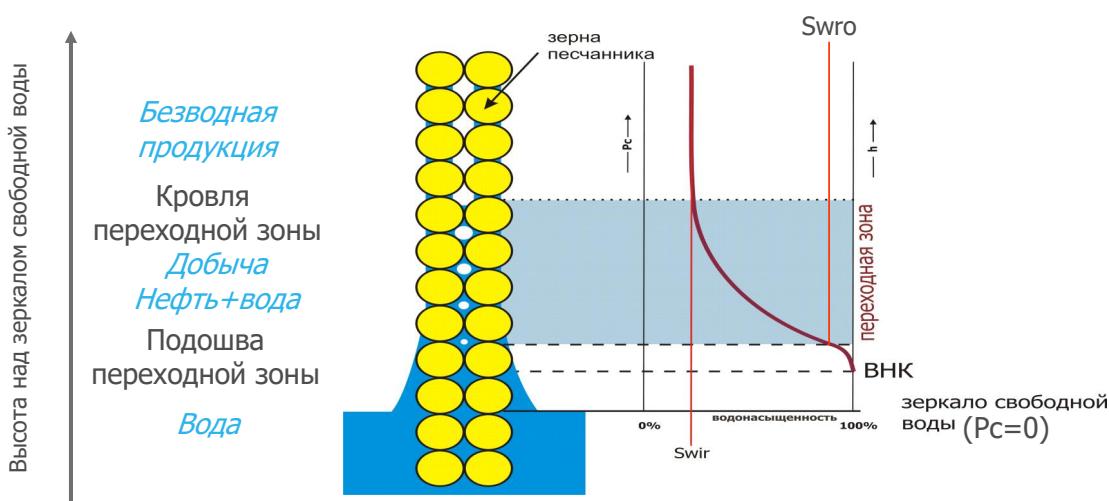


Рисунок взят из [5]

70

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

Капиллярное давление

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

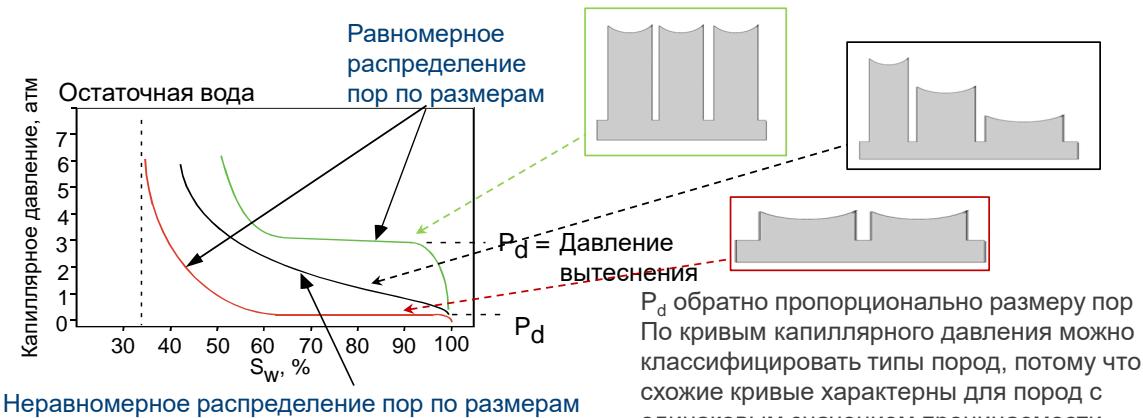


Рисунок взят из [5]

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

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

2.36 Капиллярное давление для разных типов породы

Капиллярное давление для разных типов породы

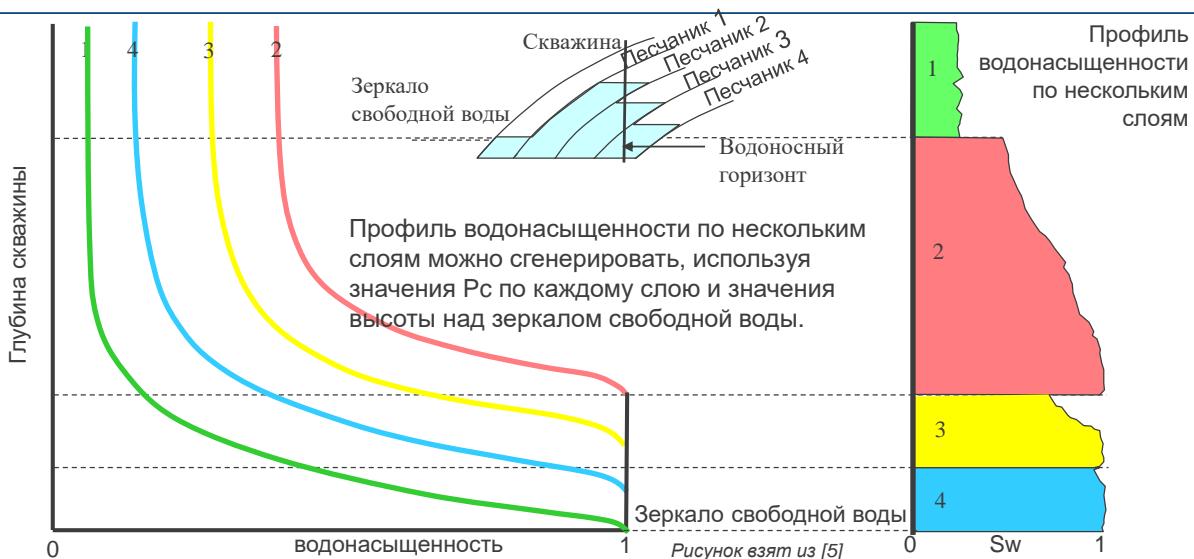


Рисунок взят из [5]

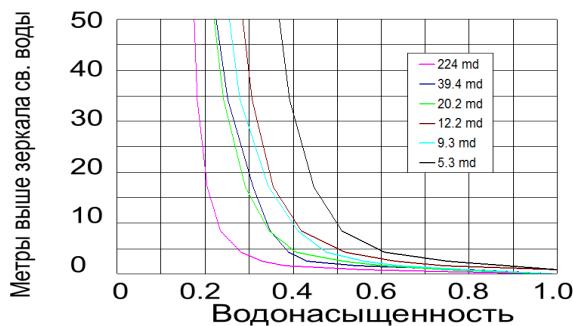
Во втором песчанике самый худший коллектор (самые узкие поры).

2.37 J-функция Леверетта

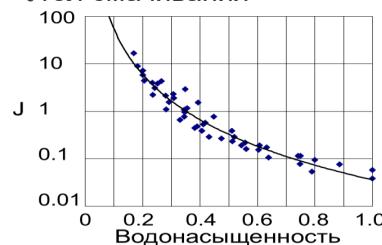
J-функция Леверетта

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

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



- P_c - Капиллярное давление
- k - Проницаемость
- φ - Пористость
- σ - Поверхностное натяжение
- U_c - Константа для системы единиц
- θ - Угол смачивания



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

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

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

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

2.38 Капиллярное давление. Лабораторные исследования

Капиллярное давление. Лабораторные исследования

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

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

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

Для системы углеводород-пластовая вода:

- Поверхностное натяжение 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

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

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

2.39 ОФП

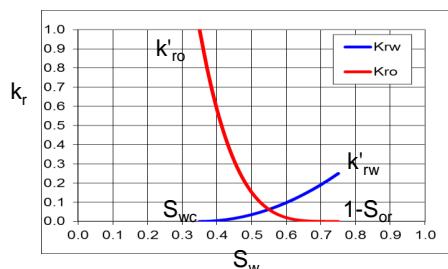
ОФП

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

|

Абсолютная проницаемость

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



Течение только нефти
10 см³/мин



1.5 см³/мин нефти + 0.5 см³/мин воды

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

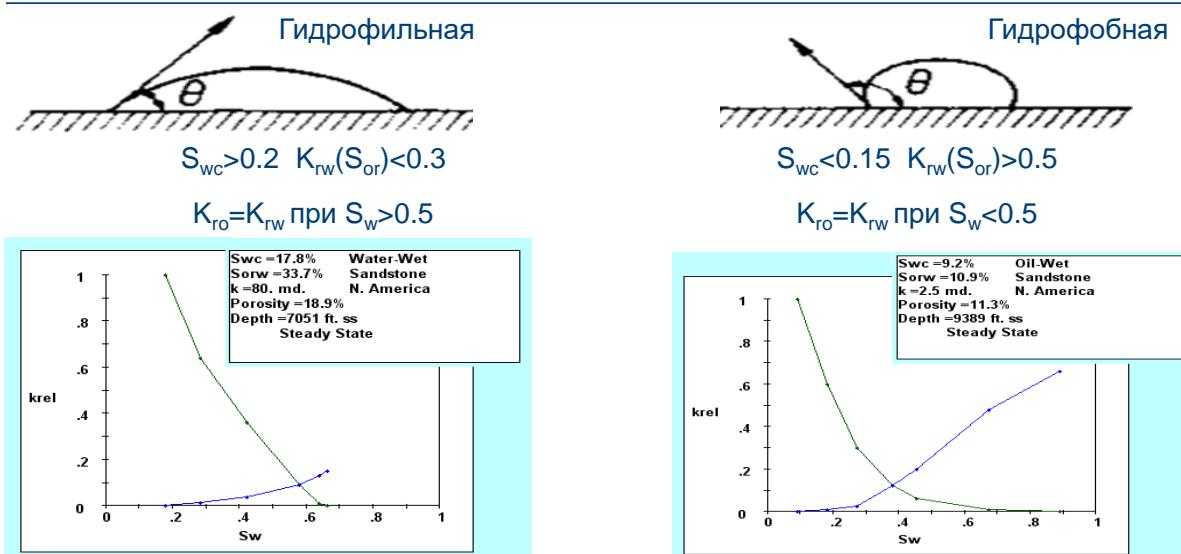
Поверхностное натяжение кроме капиллярного давления приводит ещё к взаимному сопротивлению фильтрации нескольких флюидов.

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

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

2.40 Смачиваемость. Критерий Craig (1971)

Смачиваемость. Критерий Craig (1971)



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

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

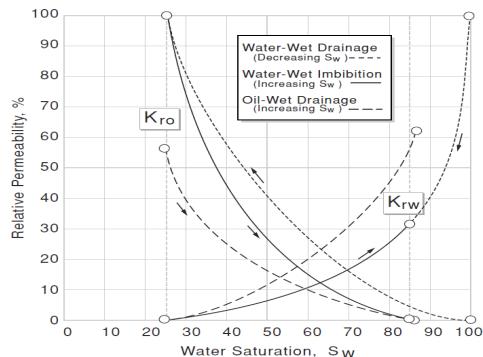
Для гидрофильной породы вода прилипает к стенкам поры. Следовательно, связанная водонасыщенность будет достаточно большой (как правило, больше 20%) и максимальная ОФП по воде будет иметь небольшое значение (как правило меньше 0.3). Кривая ОФП по воде прижата к оси абсцисс: точка пересечения кривых ОФП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

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

2.41 Гистерезис ОФП

Гистерезис ОФП

При вытеснении в разных направлениях ОФП будут различаться – гистерезис ОФП



Дренаж – процесс вытеснения смачивающей фазы несмачивающей (насыщенность смачивающей фазы уменьшается)

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

Нужно ли задавать в ГДМ?

Нужно, если есть смена направлений фильтрации:

- Циклическая закачка
- Обширная переходная водо-нефтяная зона

Ключевые слова:

SATNUM, IMBNUM – номера регионов ОФП дренажа и пропитки

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

EHYSTR – параметры гистерезиса ОФП и Рс

HYSTCHCK – доп. проверка согласованности концевых точек

Рисунок взят из [5]

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

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

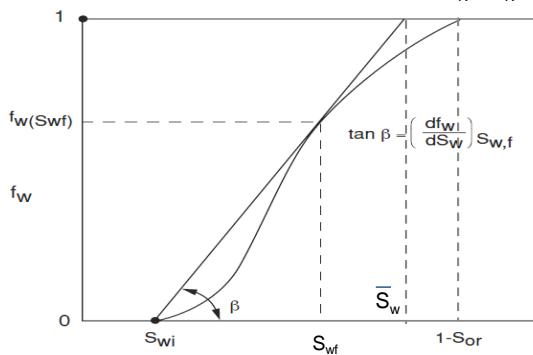
В рассматриваемом случае гистерезис наблюдается вследствие зависимости ОФП от направления фильтрации (вода вытесняет нефть или нефть воду).

2.42 ОФП. Лабораторные исследования

ОФП

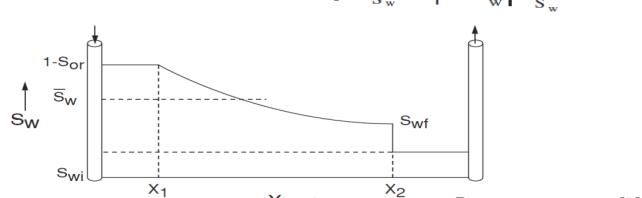
Вид кривых ОФП совместно с соотношением вязкостей воды и нефти влияет на скорость распространения фронта заводнения и на величину скачка насыщенности на фронте

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



Скорость продвижения фронта заводнения

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



Рисунки взяты из [5]

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

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

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

$f_w(S_w)$ – функция фракционного потока.

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

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

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

ОФП. Лабораторные исследования

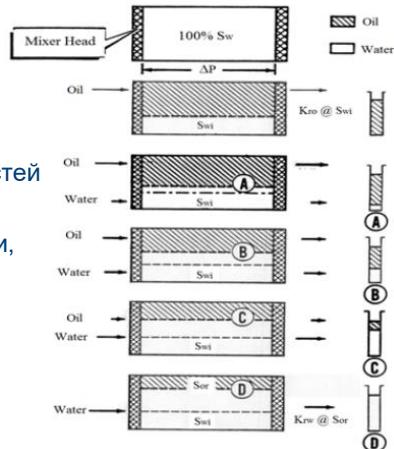
- **Установившийся режим.** При применении метода установившегося режима постоянная пропорция флюидов пропускается через тестовый образец до достижения равновесного состояния давления и насыщенности. Эффективная проницаемость каждой жидкой фазы вычисляется как функция насыщения посредством прямого применения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

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

Есть 2 режима лабораторных исследований: установившийся и неустановившийся.

ОФП. Лабораторные исследования

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

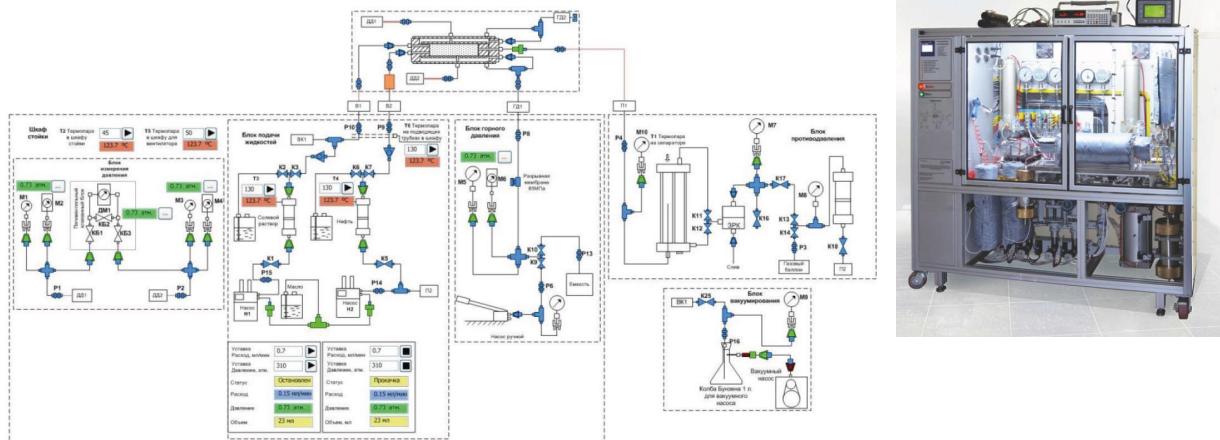


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 80

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

ОФП. Лабораторные исследования

Схема установки для измерения двухфазных ОФП на керне



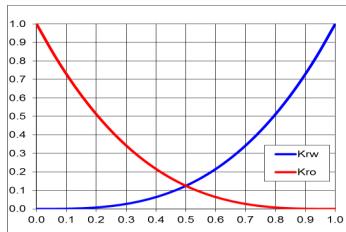
По материалам компании Геологика [10]

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

2.43 ОФП. Корреляции Corey и LET

ОФП

Для аппроксимации результатов лаб.исследований используются корреляции Corey или LET



Корреляция Corey

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

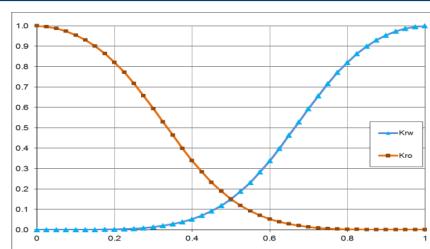
$$K_{rw}(S_w) = K_{rw}(S_{or}) \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{N_w}$$

Корреляция LET

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

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

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



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

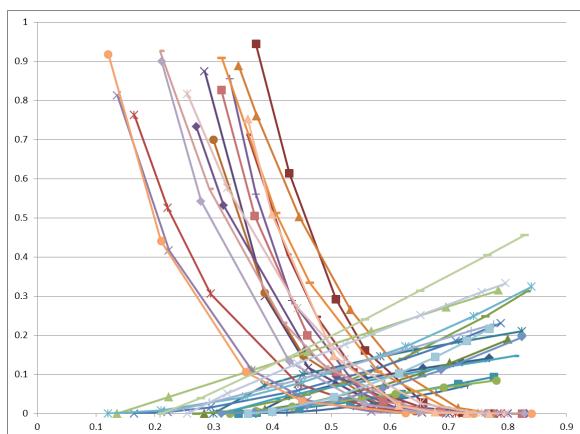
Аппроксимация проводится с целью удобства: необходимо, чтобы ОФП были гладкими функциями. Это позволяет легче находить решение при использовании численных схем.

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

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

ОФП

Как задать ОФП в ГДМ, если есть несколько исследований?



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

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

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

ОФП

Чтобы задать зависимость ОФП от свойств ячейки используется масштабирование

- 2-х точечное
- 3-х точечное

По результатам анализа керна:

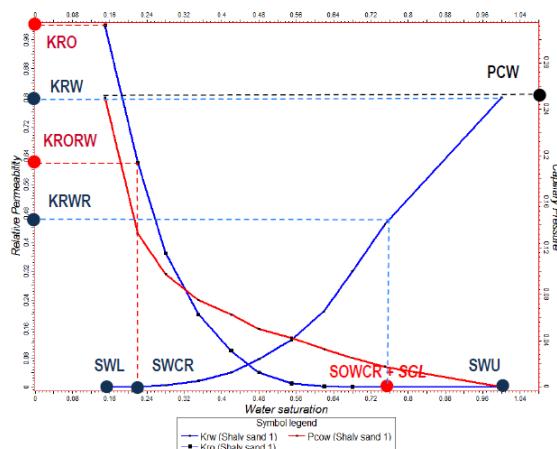
- Остаточные насыщенности и концевые точки ОФП задаются в зависимости от других свойств
- В модели задаются нормализованные кривые ОФП, а симулятор в соответствии с выбранными опциями растягивает и сжимает кривые ОФП в каждой ячейке модели на основе заданных в ней свойств остаточных насыщенностей и концевых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

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

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

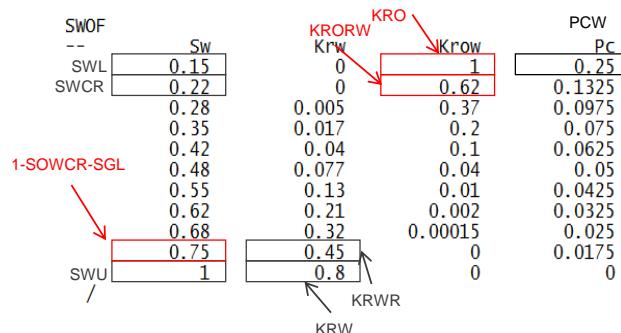
2.45 Концевые точки ОФП в системе нефть-вода

Концевые точки ОФП в системе нефть-вода



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

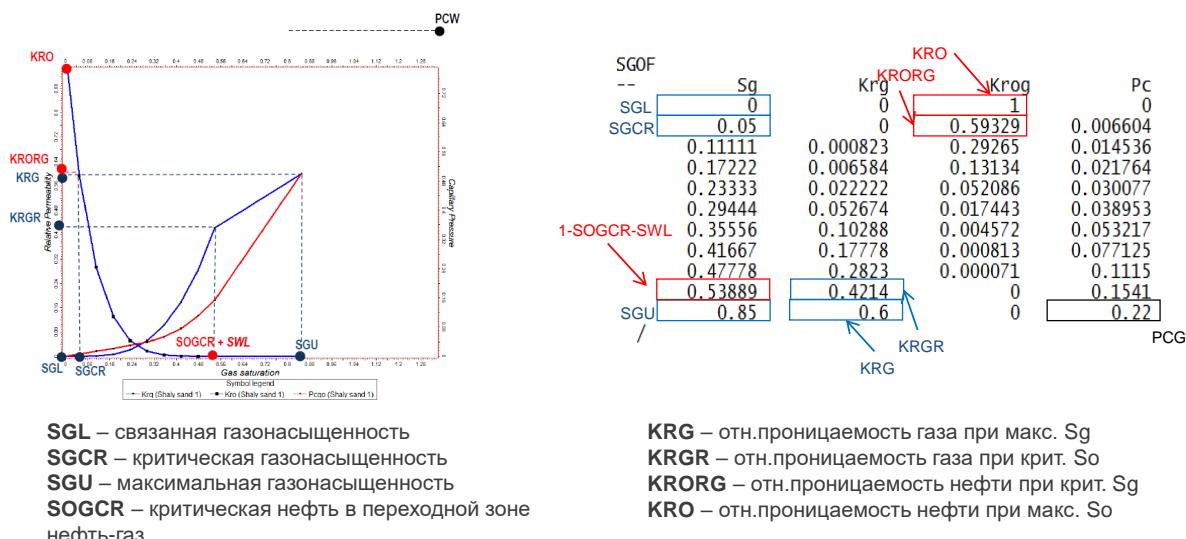
По материалам Schlumberger



SWL – связанная водонасыщенность
SWCR – критическая водонасыщенность
SWU – максимальная водонасыщенность
SOWCR – критическая нефть в переходной зоне нефть-вода

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

Концевые точки ОФП в системе нефть-газ



По материалам Schlumberger

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

2.46 Масштабирование ОФП

Масштабирование ОФП

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

В водо-газовой модели

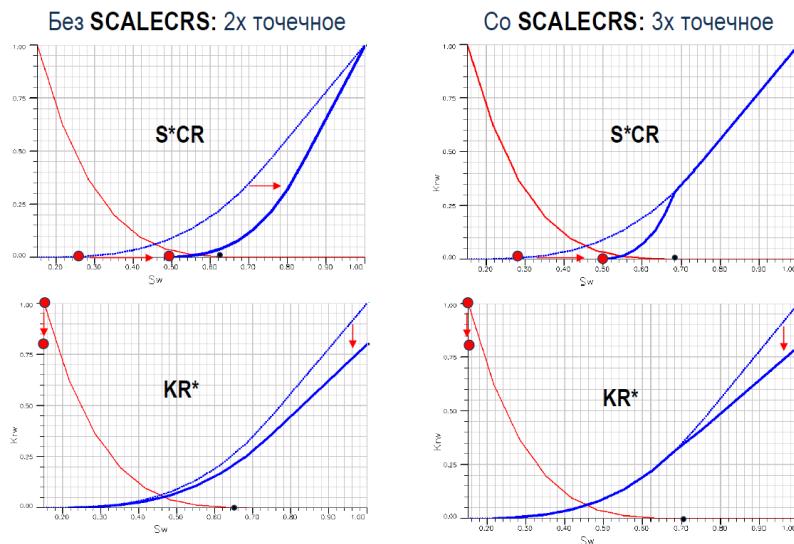
\$k_{rw}\$	SWCR, \$(1-SGCR)\$
\$k_{rg}\$	SGCR, \$(1-SWCR)\$ & SGU

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

По материалам Schlumberger

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

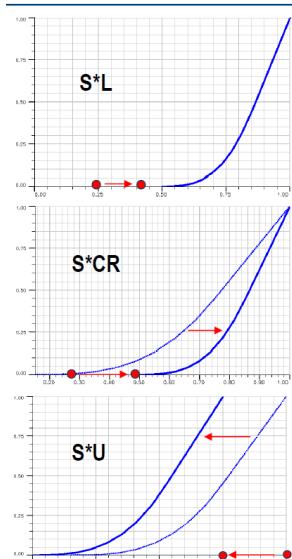
Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

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

Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

Изменение S^*L или S^*U :

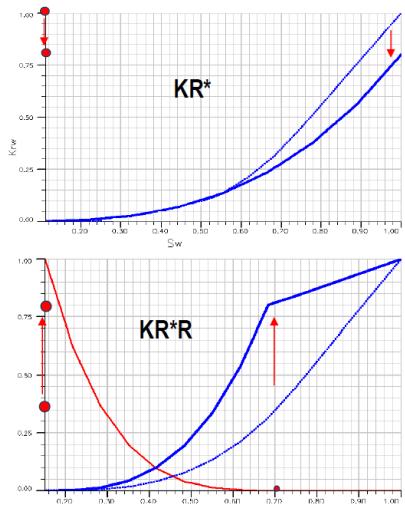
- Балансовые запасы
- Тип коллектора

Изменение S^*CR :

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

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

Масштабирование ОФП



Изменение **KR***:

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

Изменение **KR*R**:

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

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

По материалам Schlumberger

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

2.46.1 По горизонтали (по насыщенности)

Масштабирование ОФП по горизонтали (по насыщенности) [6]

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

Двухточечное:

[EQ 58.2]

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

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

$SWCR \leq SW \leq SR$

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

Трехточечное:

[EQ 58.3]

$SR \leq SW \leq SWU$

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

[EQ 58.4]

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

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

[EQ 58.5]

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

2.46.2 По вертикали

Масштабирование ОФП по вертикали [6]

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

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

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

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

Hence the two cases are:

Трехточечное:

1 $SWCR \leq SW \leq SR$

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

2 $SR \leq SW \leq SWU$

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

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

2.47 Согласованность массивов в модели

Согласованность массивов в модели

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

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

Согласованность массивов в модели

Т.к. $S_o + S_g + S_w = 1$, то

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

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

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

SCALECRS
NO /

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

■ **$SWU \geq (1-SOWCR-SGL)$**

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

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

SCALECRS
YES /

По материалам Schlumberger

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

Согласованность массивов в модели

Т.к. $S_o + S_g + S_w = 1$, то

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

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

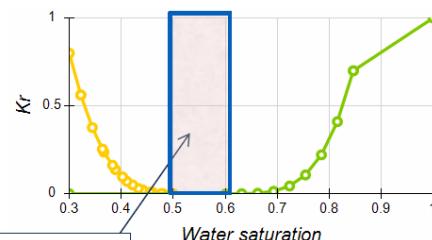
```
@-- ERROR AT TIME      0.0    DAYS ( 1-JAN-1998):
@ CONSISTENCY PROBLEM WITH WATER PHASE END
@ POINTS IN GRID CELL ( 5, 1, 2 )
@ CONNATE= 0.2000 CRIT= 0.1500 MAX= 1.0000
```

■ **$SOWCR + SWCR < 1.0$**

■ **$SOGCR + SGCR + SWL < 1.0$**

- В противном случае:

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



Интервал Sw ,
где обе фазы
неподвижны

По материалам Schlumberger

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

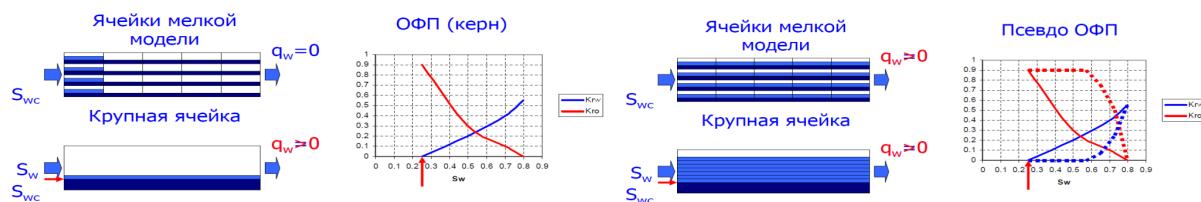
2.48 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП)

Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг) ОФП

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

Динамические методы апскелинга ОФП:

- Методы на основе осреднения давления (наиболее известный метод 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!



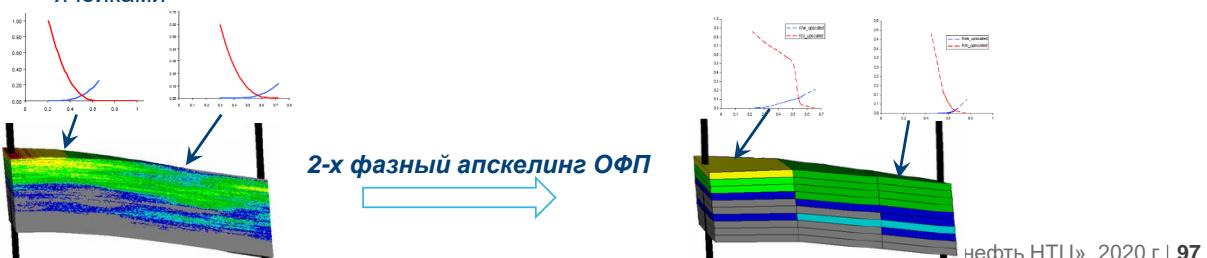
Рисунки взяты из [5]

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

Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг) ОФП

Алгоритм 2-х фазного апскелинга

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



нефть НТЦ», 2020 г. | 97

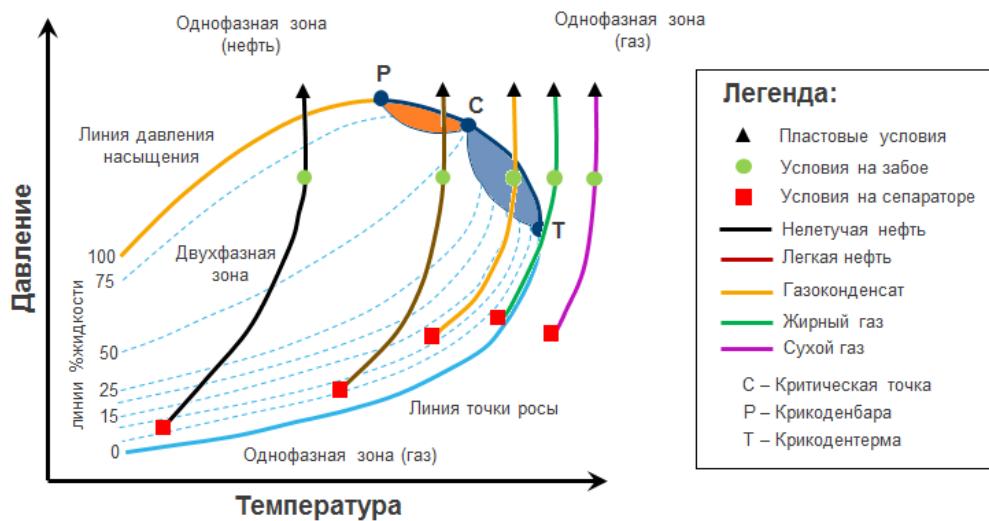
2.49 Типы флюидов

Типы флюидов

Параметр	Нефти				Газы		
	Тяже-лая	Обычная	Высокой скимаемости	Летучая	Жирный газоконденсат	Обычный конденсат	Жир-ный и сухой
Молекулярный вес первоначального флюида	150+	80-150	60-80	40-60	30-40	25-35	<23
Цвет товарной нефти	черный	от коричневого до темно-зеленый	от коричневатого до светло-зеленого	от зеленоватого до оранжевого	от оранжевого до желтого	от желтоватого до прозрачного	бесцветный
Плотность товарной нефти, API	5-15	15-40	35-45	42-55	42-55	45-60	45+
Содержание С7+, моль %	>50	30-50	25-35	10-30	6-12	1-6	0-1
Газовый фактор флюида, ст.м 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

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

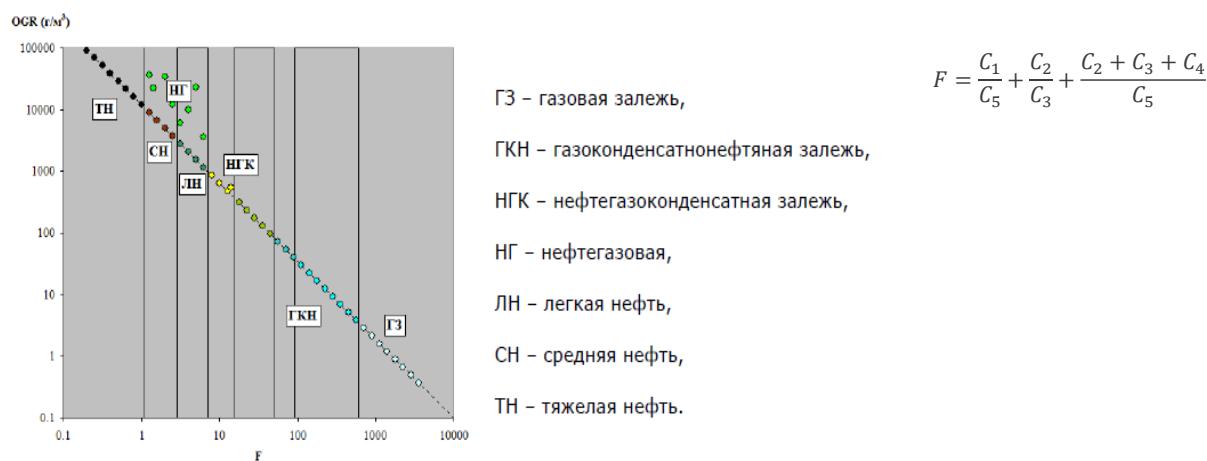
Типы флюидов [12]



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

2.50 Определение типа залежи по составу УВ

Определение типа залежи по составу УВ флюида [12]



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

2.51 PVT-свойства

PVT-свойства

Основные PVT-свойства флюидов, задаваемые в модели:

- Давление насыщения нефти (P_b)
- Содержание растворенного газа в нефти (R_s)
- Объемный коэффициент нефти (B_o)
- Объемный коэффициент газа (B_g)
- Сжимаемость порового пространства (c_f)
- Сжимаемость воды (c_w)
- Вязкость нефти (μ_o)
- Вязкость газа (μ_g)
- Вязкость воды (μ_w)

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

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

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

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

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

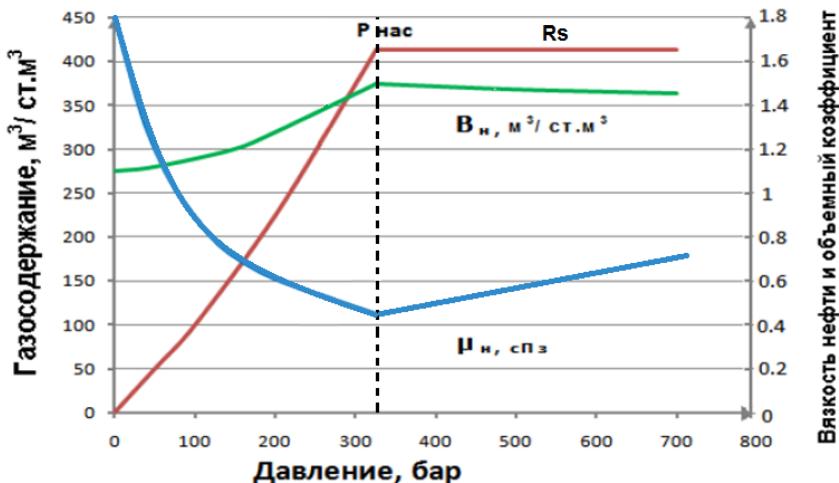
$$c_o dP = - \frac{dB_o}{B_o} \longrightarrow B = B(P_b) \cdot e^{-c_o(P - P_b)}$$

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

2.52 PVT-свойства нефти

PVT-свойства нефти [12]

Типичные кривые свойств нефти



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

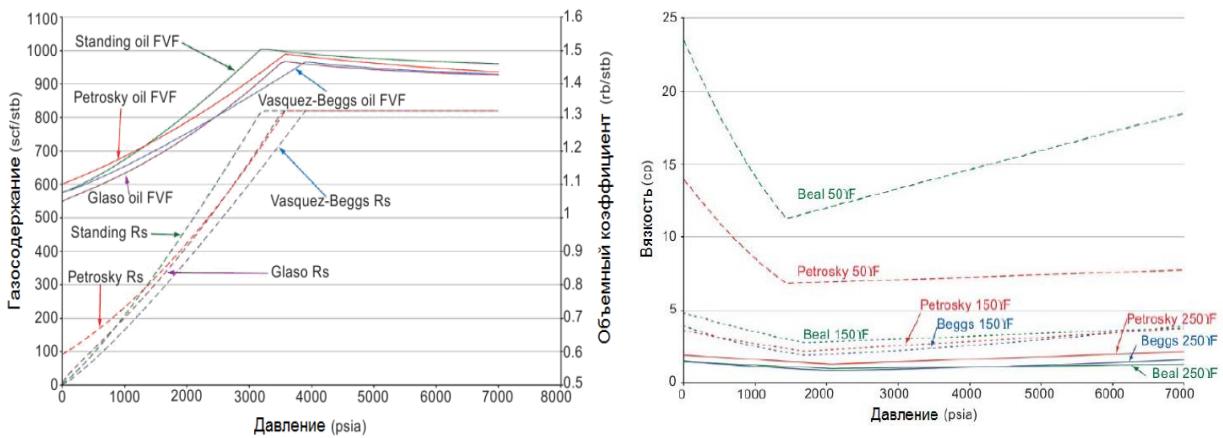
При повышении давления выше $P_{нас}$ газ перестает растворяться в нефти – газосодержание постоянное. Объем нефти в пластовых условиях снижается, вязкость увеличивается за счёт сжатия нефти под давлением

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

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

2.53 PVT-свойства нефти. Корреляции

PVT-свойства нефти. Корреляции [12]



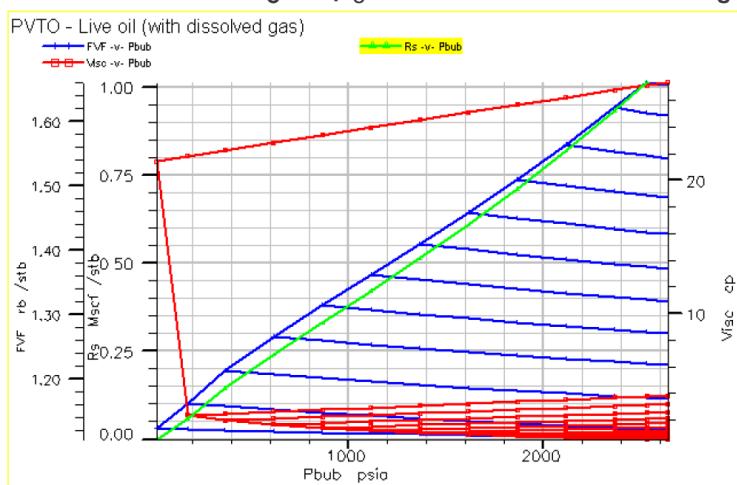
Когда данных для построения полноценной PVT-модели недостаточно, используют корреляции, по которым можно вычислить необходимые зависимости

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

2.54 PVT-свойства «живой нефти»

PVT-свойства «живой нефти»

Различные B_o и μ_o в зависимости от R_s



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

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

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

2.55 Варианты описания PVT в моделях Black Oil

Варианты описания PVT в моделях Black Oil

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

Eclipse

Фазы: OIL, WATER

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

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

Eclipse

Фазы: OIL, WATER

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

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

Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS

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

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

Варианты описания PVT в моделях Black Oil

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

Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS

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

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

Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS, VAPOIL

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

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

Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS, VAPOIL

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

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

2.56 Сжимаемость порового пространства

Сжимаемость порового пространства

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

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

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

где ν - коэффициент Пуассона

E – модуль Юнга

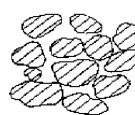
ϕ - пористость

c_{rock} – сжимаемость породы

c_{cage} – сжимаемость скелета

c_{pv} – сжимаемость объема порового пространства

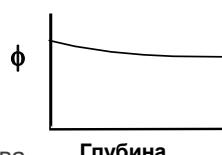
Пористость



Осадочная порода на поверхности
Высокая пористость



Осадочная порода на глубине
Уплотнение
Ранняя цементация
Редуцированная пористость



Порода на большой глубине
Обширная цементация
Возможное растворение
Сильно редуцированная пористость

Фактическая сжимаемость объема порового пространства

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

Сжимаемость порового пространства

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

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

Сжимаемость порового пространства:

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

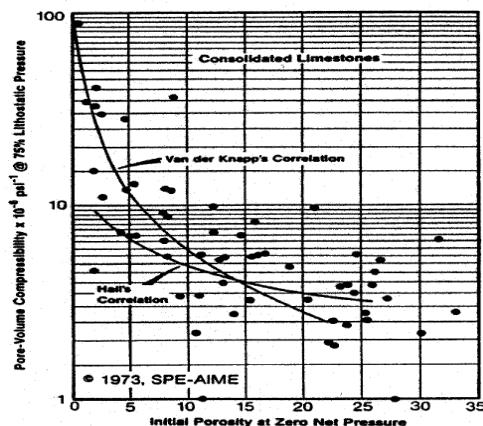
$$C = -\frac{1}{\phi} \left. \frac{\partial \phi}{\partial p} \right|_T \quad \phi = \phi_0 \exp(C[p - p_0]) \quad \phi = \phi_0 (1 + C[p - p_0])$$

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

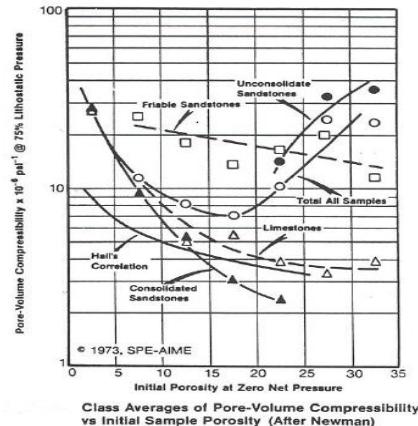
2.57 Сжимаемость порового пространства. Корреляции

Сжимаемость порового пространства. Корреляции

Корреляции Hall и Van der Knapp



Корреляции Newman



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

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

2.58 Упражнение 1. Упражнения на обработку и подготовку исходных данных

Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

PVT-свойства

- Порода:

Слабосцементированный песчаник

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

- Нефть

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

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

- Вода

Минерализация воды 12000 ppm

Найти:

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

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

Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

Корреляции для вязкости нефти:

- Standing

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

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

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

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

где μ_{ob} - вязкость нефти при давлении насыщения P_b

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

В файле



calculator_WaterPVT_RockCompressibility.xls
Лист Microsoft Excel 97-2003

внесены корреляции для расчета PVT-свойств породы и воды

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

Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

Анизотропия проницаемости:

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

Найти:

- Среднее значение анизотропии проницаемости k_v/k_h

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

Упражнение на обработку и подготовку исходных данных

ОФП:

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

Задача:

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

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

3 Лекция 13.09.2022 (Кайгородов С.В.)

3.1 Анализ разработки перед построением модели

Анализ разработки перед построением модели

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

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

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

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

3.2 Матбаланс

Матбаланс

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

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

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

W_i – накопленная закачка воды (stm3),

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

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

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

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

S_{wc} – водонасыщенность,

B_g – объемный коэффициент газа (гм3/stm3),

R_s – газосодержание (stm3/stm3),

P_i – давление на начало разработки (атм),

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

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

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

Матбаланс

Входные данные:

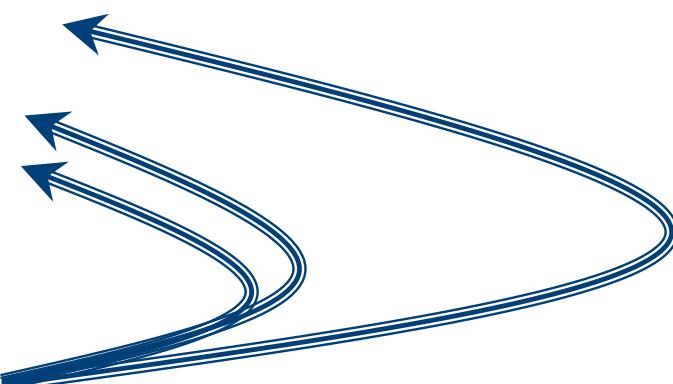
- Начальное пластовое давление
- PVT-свойства
- Точная история отбора и закачки
- ФЕС коллектора и аквифера
- Объем начальных запасов

Расчет

- Динамика пластового давления

Настройка на замеры Рпл

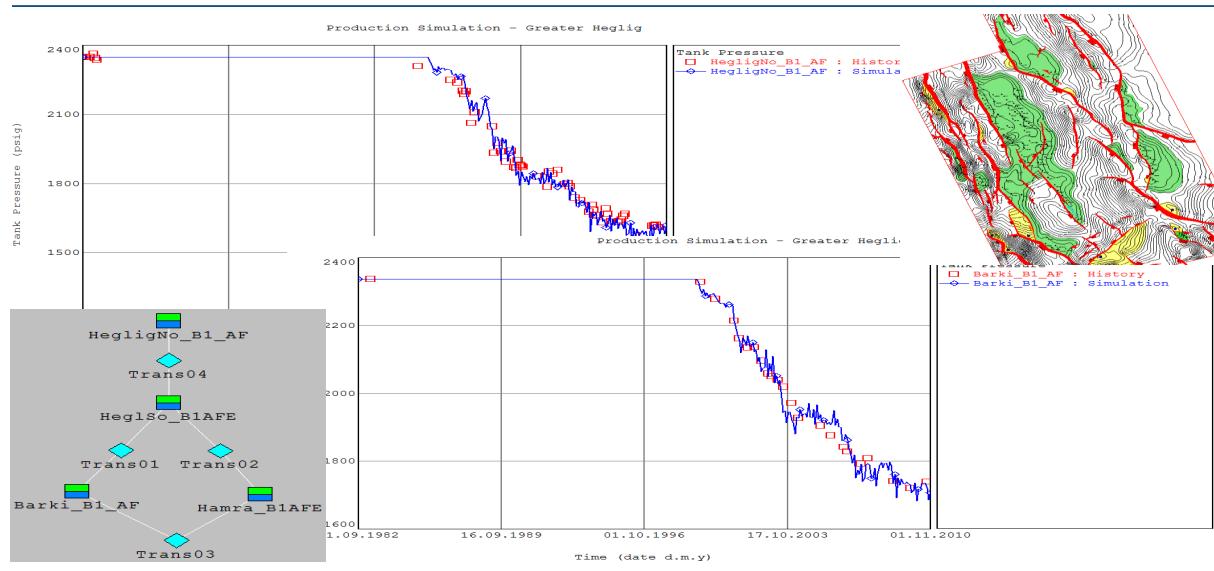
- Вариация наиболее неопределенных параметров



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

3.3 Матбаланс. Пример использования

Матбаланс. Пример использования



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

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

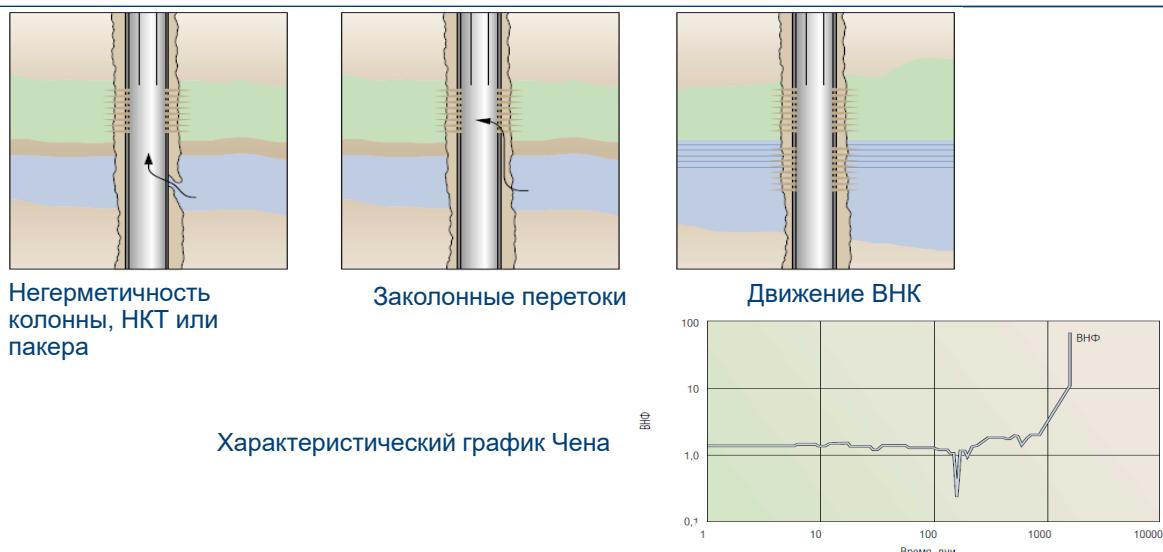
Если строить одну большую модель, расчёт будет идти долго. Поэтому необходимо проверить, можно ли разрезать рассматриваемый участок на несколько отдельных участков, чтобы построить несколько отдельных моделей.

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

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

3.4 Анализ источников обводнения

Анализ источников обводнения [8]

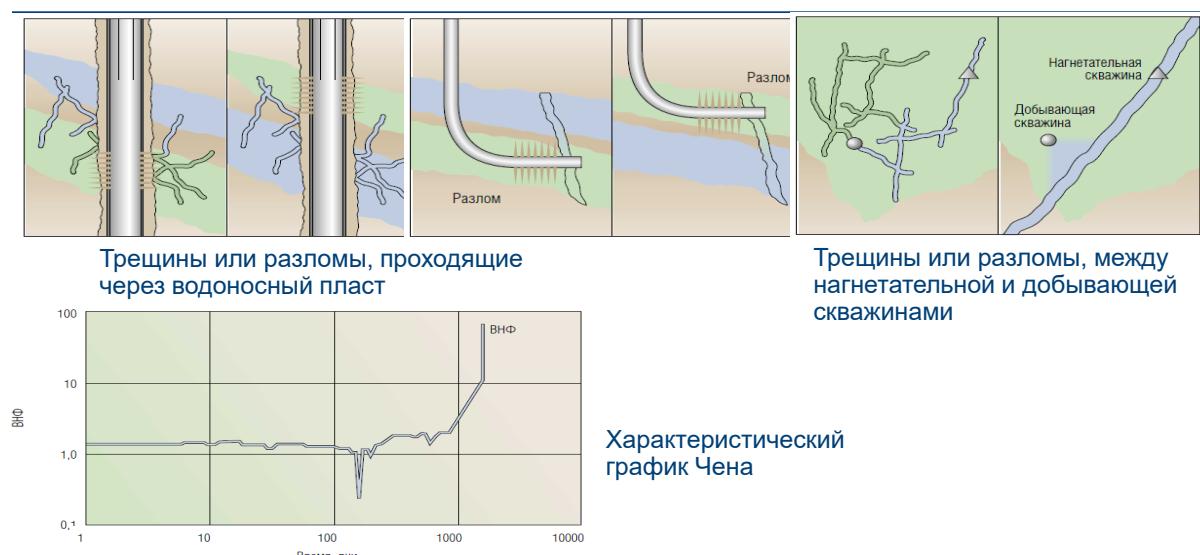


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 118

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

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

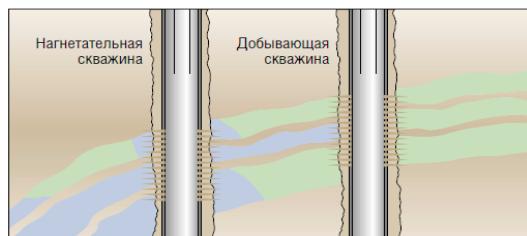
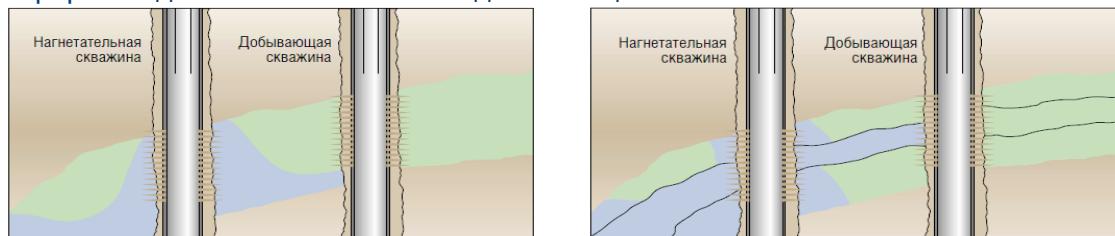
Анализ источников обводнения [8]



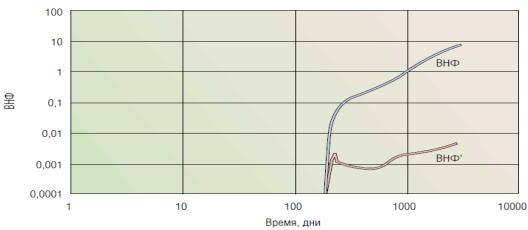
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 119

Анализ источников обводнения [8]

Прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине

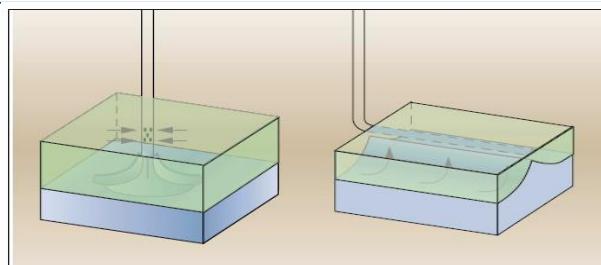


Характеристический график Чена

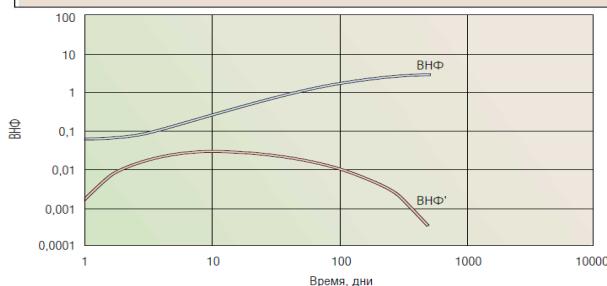


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 120

Анализ источников обводнения [8]



Конусообразование



Характеристический график Чена

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

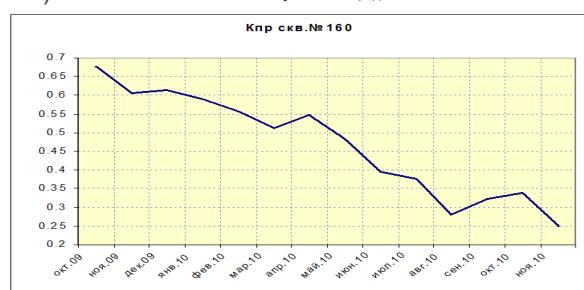
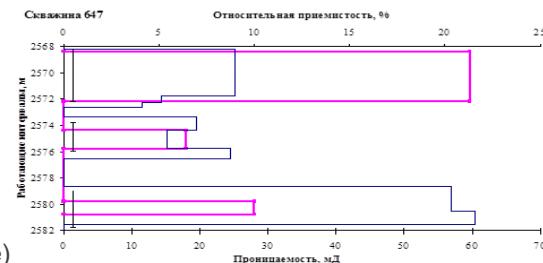
К сожалению, не всегда удаётся увидеть эти закономерности на фактических данных (т.к. фактические данные часто бывают зашумлены, есть погрешности измерений и т.д.). Но иногда это срабатывает, и графики Чена дают действительно полезную информацию об источнике обводнения.

3.5 Оценка загрязнения призабойной зоны

Оценка загрязнения призабойной зоны

Источники данных:

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



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

3.6 Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах

Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах

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



Смена штуцеров

Ухудшение свойств ПЗП

Циклическая закачка

Трешина авто-ГРП

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

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

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

Дребезжание на графике Холла отражает поведение при циклической закачке.

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

3.7 Исходные данные по скважинам

Исходные данные по скважинам

По каждой скважине необходима информация

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

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

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

3.8 Моделирование притока к скважине

Моделирование притока к скважине

Радиальный поток

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

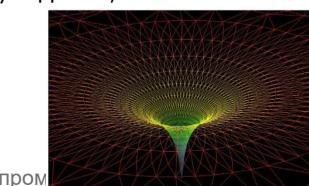
Компьютерная модель

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

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

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

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



© ООО «Газпром»

Моделирование притока к скважине

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

Анизотропный пласт

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

Изотропный пласт

$$k_x = k_y$$

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

$$\Delta x = \Delta y$$

$$r_p = 0.198 \Delta x$$

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

3.9 Способы инициализации модели в симуляторах

Способы инициализации модели в симуляторах

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

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

3.9.1 Неравновесный

Способы инициализации модели в симуляторах

Неравновесный

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

массив **PRESSURE**
+
массив **SWAT**



массив **SWAT**
+
PRVD

PRVD (давление в
нефт фазе)
2133.6 159.3
2438.4 182.1
2743.2 206.2
3048.0 233.8 /

ПОСЛЕ ИНИЦИАЛИЗАЦИИ МОГУТ НАЧАТЬСЯ ПЕРЕТОКИ!

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

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

3.9.2 Равновесный

Способы инициализации модели в симуляторах

Равновесный

Обязательно использовать ключевое слово **EQUIL**

давление нефтяной фазы в точке отсчета	ECLIPSE						глубина ВНК/FWL	глубина ГНК
EQUIL	2180	226	2179.5	0.0	2150.0	0.0	2*	-5 /
точка отсчета	2180	226	2176.0	0.0	2150.0	0.0	2*	10 /
	2180	226	2160.0	0.0	2150.0	0.0	2*	0 /
/								
			капиллярное давление на ВНК/FWL			капиллярное давление на ГНК		

параметр определяющий точность расчета запасов (на сколько частей разбивается ячейка на контакте по формуле $2|N|+1$ для $N<0$ и $N>0$)

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

На практике обычно используют равновесный способ инициализации.

Способы инициализации модели в симуляторах

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

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

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

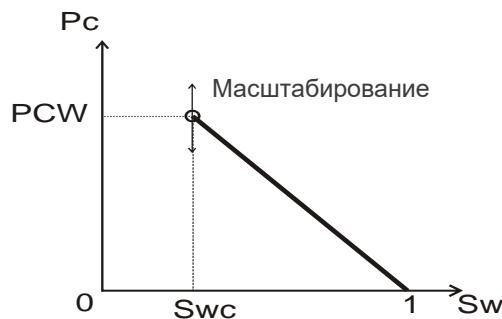
3.9.3 Равновесный с соблюдением начальной насыщенности

Способы инициализации модели в симуляторах

Равновесный с соблюдением начальной насыщенности

Ключевые слова **EQUIL+SWATINIT**

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



грид масштабных коэффициентов
можно посмотреть:

RPTRST

BASIC=2 FIP KRW (PCOW PPCW)

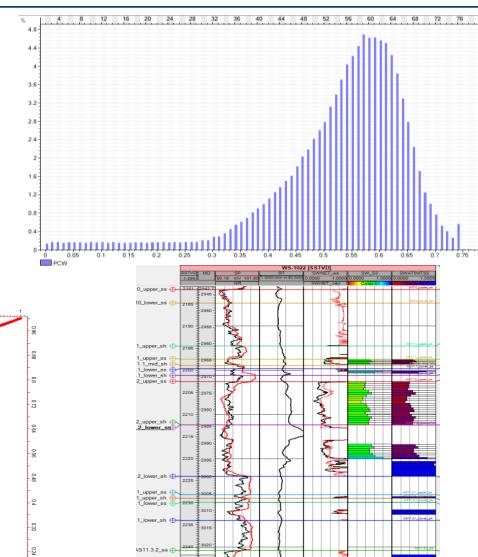
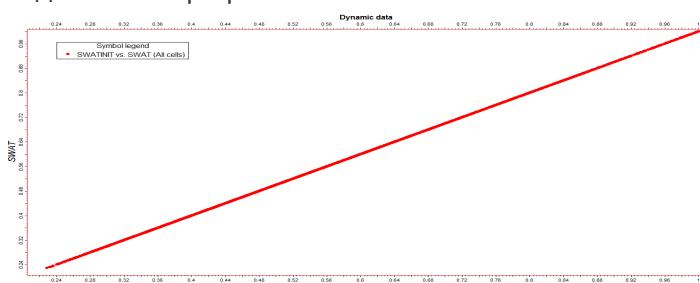
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 131

3.10 Оценка корректности инициализации ГДМ

Оценка корректности инициализации ГДМ

Как убедиться в корректности инициализации?

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



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

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

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

3.11 Аналитический аквифер

Аналитический аквифер

Точное решение Hurst van Everdingen

аквифер конечных размеров

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

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

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

$P(t_D)$ – безразмерное решение уравнения диффузии

k – проницаемость аквифера

t – время с начала разработки

μ – вязкость воды в пластовых условиях

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

Аналитический аквифер

Модель Carter-Tracy (AQUCT)

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

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

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

- 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

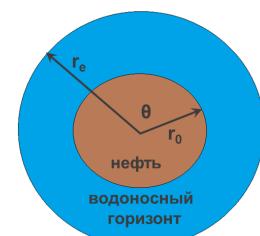
r_0 – радиус контура нефтеносности

Параметры аквифера:

θ – угол влияния аквифера

r_e – внешний радиус аквифера

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



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

Аналитический аквифер

Модель Fetkovich ([AQUFET](#))

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

q_w – дебит воды

J – продуктивность аквифера

\bar{p}_a - среднее давление аквифера

p – среднее давление нефтеносного горизонта

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

Недостаток:

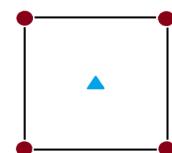
- Уравнение **не описывает неустановившегося режима** притока воды

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

3.12 Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели

Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели

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



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

3.13 Упражнение 3. Инициализация ГДМ

Упражнение 3. Инициализация ГДМ

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 + Rc (задать различные величины Rc на контакте)***
 - ***EQUIL + SWATINIT***
- Понять как меняется начальное распределение насыщенности (и запасы) в модели в зависимости от способа инициализации

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

3.14 Задание истории работы скважин

Задание истории работы скважин

WELSPECS определяет новую скважину

COMPDAT определяет местоположения и параметры перфорации скважины

WCONHIST определяет фактические дебиты и давления при воспроизведении истории

WCONINJH определяет фактические приемистости и давления при воспроизведении истории

WEOPEN используется для открытия и закрытия скважин / перфораций

WEFAC определяет коэффициент эксплуатации скважины

WELPI, WPIMULT изменяет коэффициент продуктивности

DATES определяет дату отчетного шага, до которой будет идти расчет

TSTEP определяет длину следующего временного шага

END знаменует окончание расчета

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

3.15 Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции

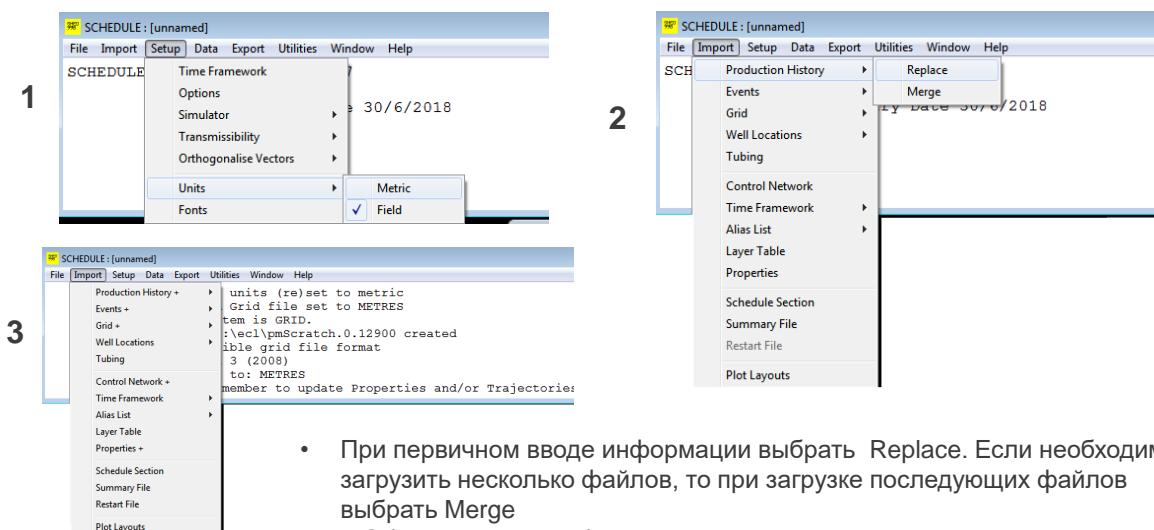
Упражнение 4. Подготовка Schedule-секции

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

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

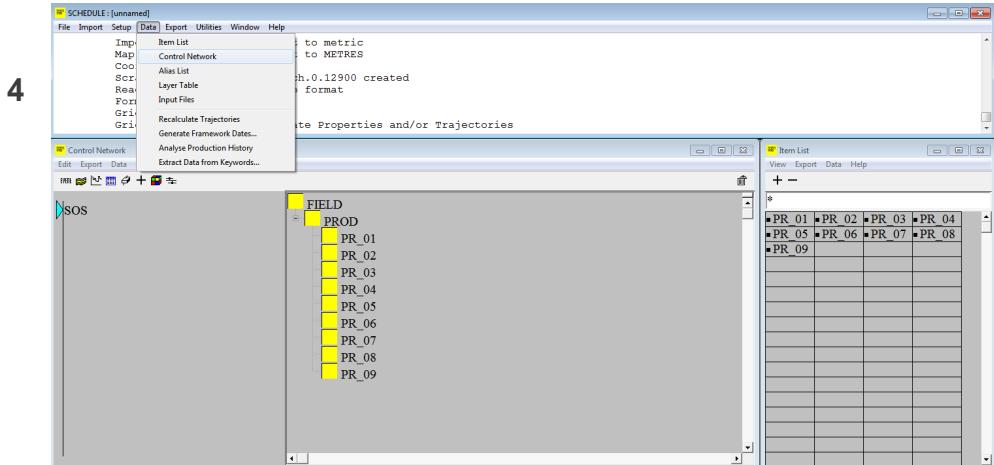
3.16 Алгоритм работы в ПО SCHEDULE

Алгоритм работы в ПО Schedule



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

Алгоритм работы в ПО Schedule



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

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

Алгоритм работы в ПО Schedule

The screenshot illustrates the workflow for setting up wells. It shows three windows:

1. 'Control Network' window (left) showing a tree structure for 'FIELD' with 'PROD' groups and individual wells (PR_01 to PR_09).

2. 'Well Specification' window (top right) for well 'WEL SPECS' with fields for Date (SOS), Group, Wellhead I, Wellhead J, BHP Datum (METRES), Phase (LIQ), Drainage radius (METRES), Inflow model, Autoshut method (SHUT), Crossflow (YES), Pressure table, Density calculation, Fluid region, Comment, and Name Pattern.

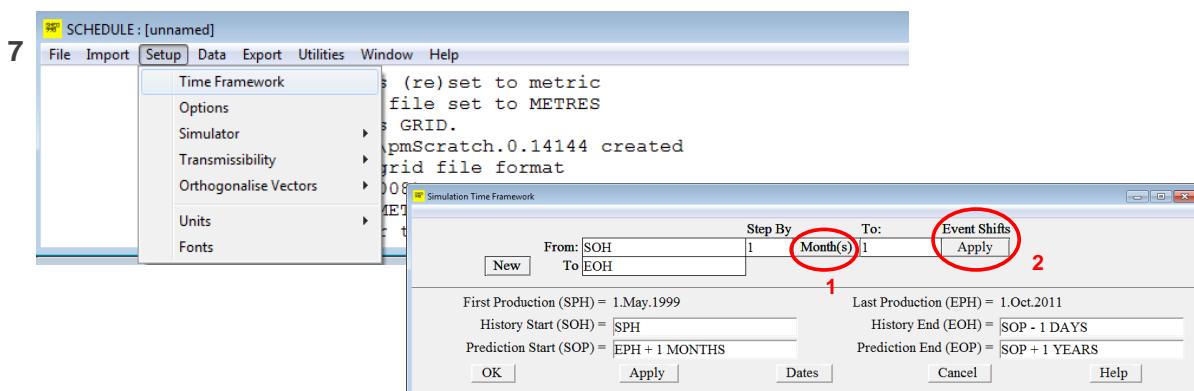
3. 'Injection Well Control' window (bottom right) for well 'WATER' with fields for Date (SOS), Phase (WATER), Open Flag (OPEN), Control Mode (RATE), Surface Rate (SM3/DAY), Reservoir Volume (SM3/DAY), B.H.P. (BARSA), T.H.P. (BARSA), VFP Table, Vapourised oil, Comment, and Name Pattern.

A blue arrow points from the 'Control Network' window to the 'Well Specification' window, indicating the flow of data from the network structure to the specific well setup.

- Задать спецификацию, тип контроля и начальный статус по скважинам

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

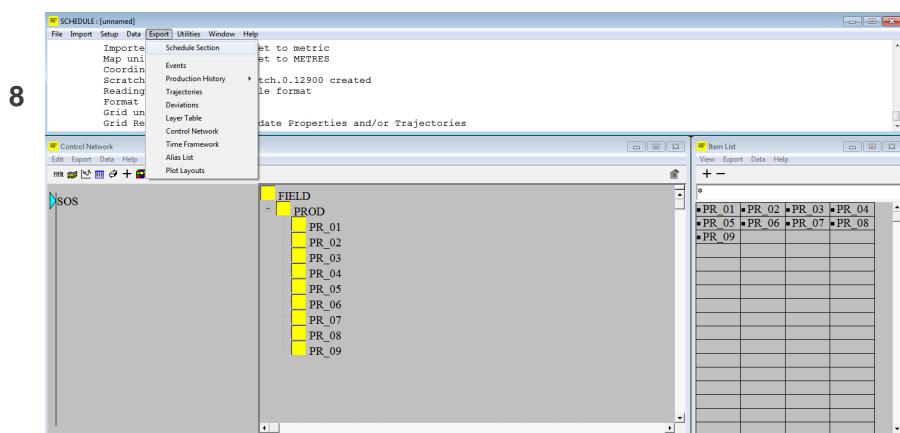
Алгоритм работы в ПО Schedule



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

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

Алгоритм работы в ПО Schedule

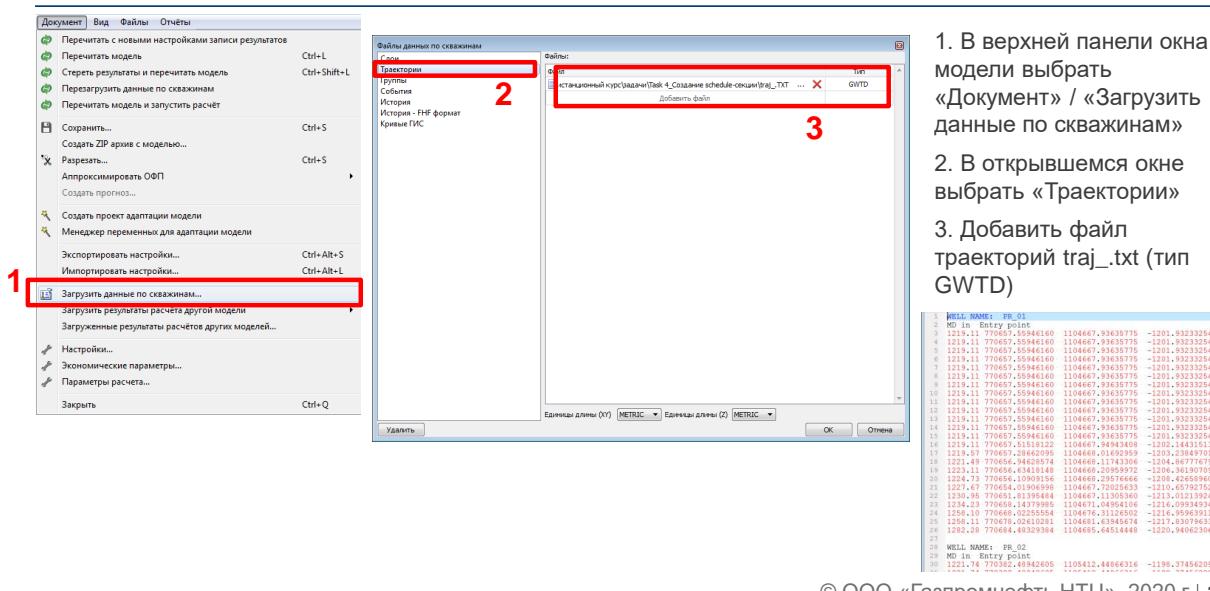


- Выгрузить Schedule-секцию для data-файла в формате Eclipse

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

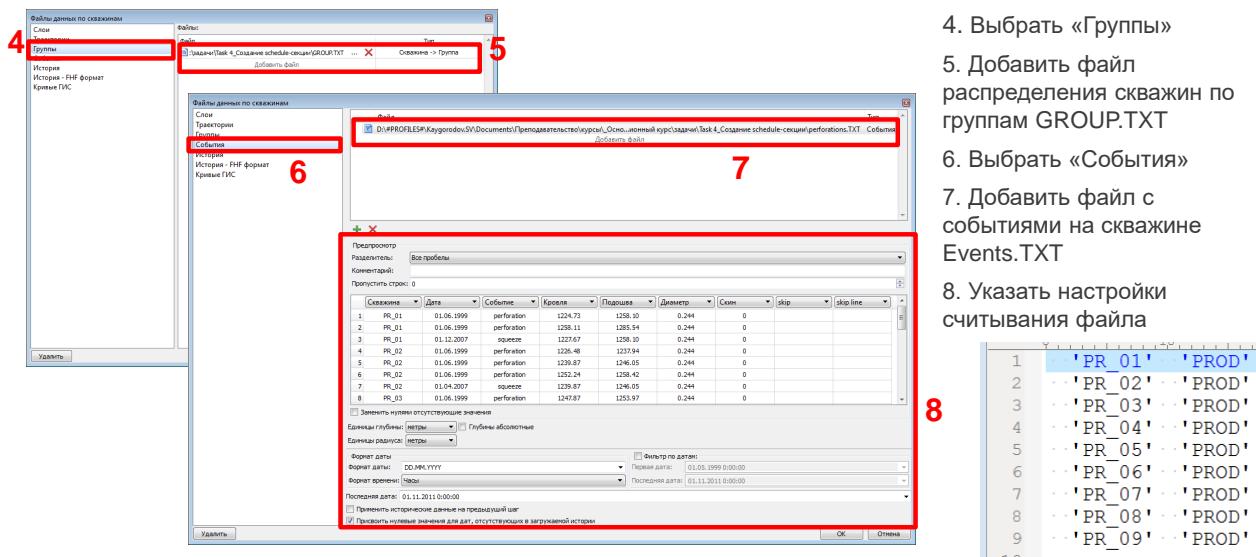
3.17 Загрузка истории эксплуатации

Загрузка истории эксплуатации



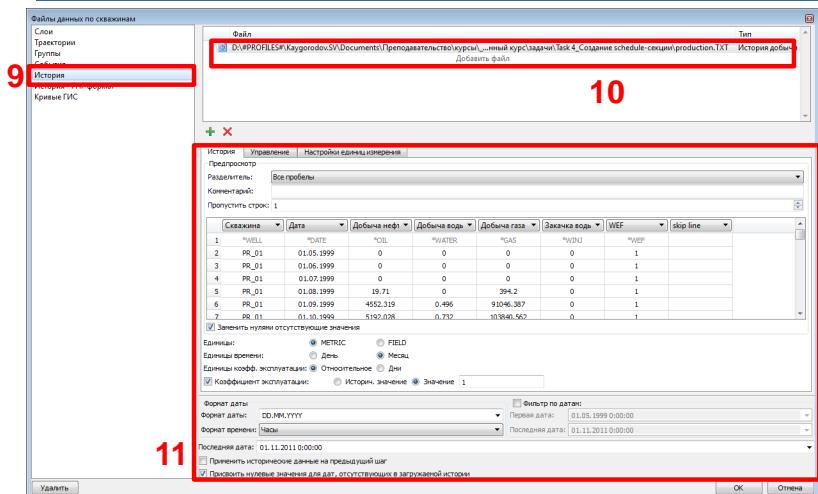
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 145

Загрузка истории эксплуатации



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

Загрузка истории эксплуатации



9. Выбрать «История»

10. Добавить файл истории работы скважин History.TXT

11. Указать настройки считывания файла

	*WELL	*DATE	*OIL	*WATER	*GAS	*WINJ	*WEF
1	*WELL	01.05.1999	0	0	*WATER	0	0
2	PR_01	01.05.1999	0	0	0	0	1
3	PR_01	01.06.1999	0	0	0	0	1
4	PR_01	01.07.1999	0	0	0	0	1
5	PR_01	01.08.1999	19.71	0	394.2	0	1
6	PR_01	01.09.1999	4552.319	0.496	91046.387	0	1
7	PR_01	01.10.1999	5192.028	0.732	103840.562	0	1
8	PR_01	01.11.1999	4866.45	0.679	99350.652	0	1
9	PR_01	01.12.1999	5062.197	0.989	103230.311	0	1
10	PR_01	01.01.2000	5062.197	0.771	101243.942	0	1
11	PR_01	01.02.2000	5872.019	1.023	117440.397	0	1
12	PR_01	01.03.2000	5620.082	1.018	112401.643	0	1
13	PR_01	01.04.2000	3008.411	0.356	60168.211	0	1
14	PR_01	01.05.2000	3181.973	0.398	63639.448	0	1
15	PR_01	01.06.2000	3777.565	0.529	75551.306	0	1
16	PR_01	01.07.2000	2863.77	0.351	57275.395	0	1
17	PR_01	01.08.2000	2506.209	0.295	50124.093	0	1
18	PR_01	01.09.2000	2016.459	0.204	46800.584	0	1
19	PR_01	01.10.2000	1610.04	0.182	42280.00	0	1
20	PR_01	01.11.2000	3626.47	-0.561	72529.397	0	1
21	PR_01	01.12.2000	3221.916	-0.503	64438.313	0	1
22	PR_01	01.01.2001	3367.308	-0.588	67346.166	0	1
23	PR_01	01.02.2001	3424.461	-0.605	68489.225	0	1
24	PR_01	01.03.2001	3049.857	-0.543	60997.134	0	1

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

Загрузка истории эксплуатации

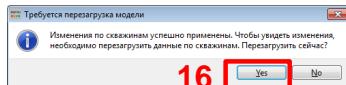
12. В настройках считывания файла выбрать вкладку «Управление»

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

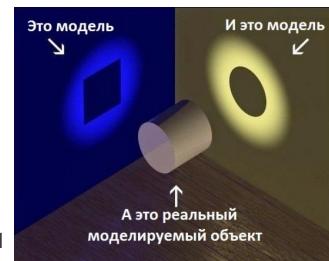
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 148

3.18 Адаптация модели

Адаптация модели

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

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



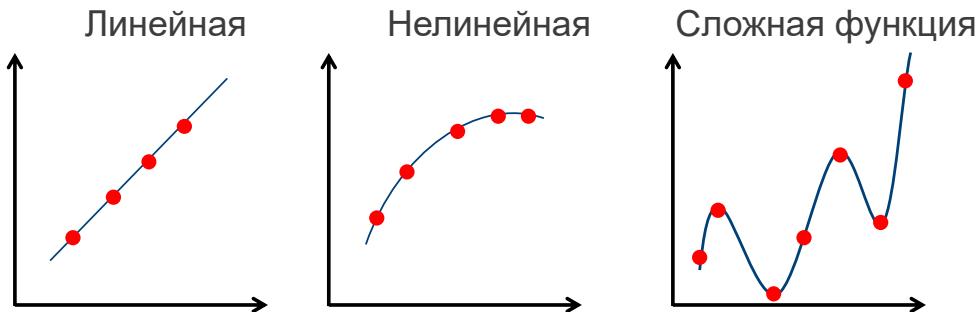
Обычный подход – ручная корректировка параметров модели на основе опыта и представлений о физике пласта

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

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

3.18.1 Обратные задачи

Обратные задачи



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

Обратные задачи



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

3.18.2 Адаптация модели на разных стадиях разработки

Адаптация модели на разных стадиях разработки

I. Период до начала добычи

- Настройка на ГДИС
- Уточнение проницаемости и анизотропии

II. Период безводной добычи

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

III. Период обводненной добычи

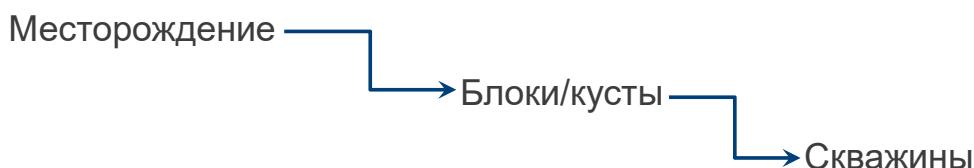
- Настройка на ГДИС, динамику добычи и давления, обводненность
- Уточнение проницаемости и анизотропии, параметров аквифера, сжимаемости, Кпрод по скважинам, проводимости разломов, ОФП, остаточных насыщенностей, источников обводнения

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

Адаптация модели

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

Любая перестановка пунктов приведет к двойной работе



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

3.18.3 По отборам жидкости и пластовому давлению

Адаптация по отборам жидкости и пластовому давлению

Параметры, изменяемые для адаптации:

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

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

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

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

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

3.18.5 По коэффициенту продуктивности и Рзаб

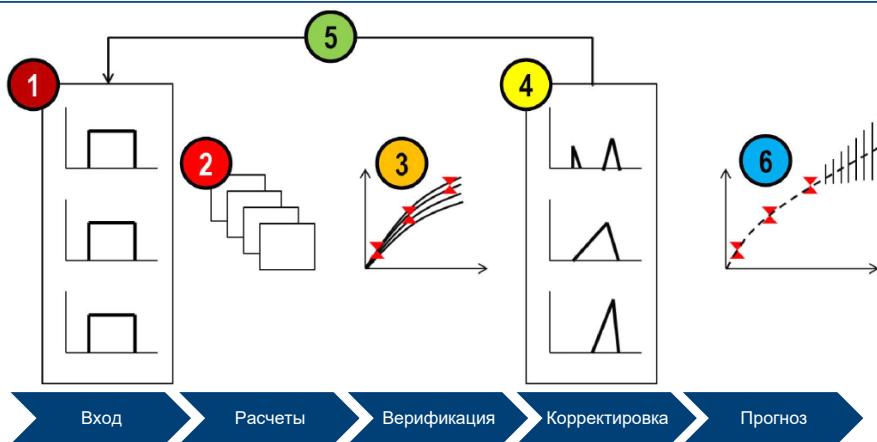
Адаптация по коэффициенту продуктивности и Рзаб

Параметры, изменяемые для адаптации:

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

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

Адаптация модели



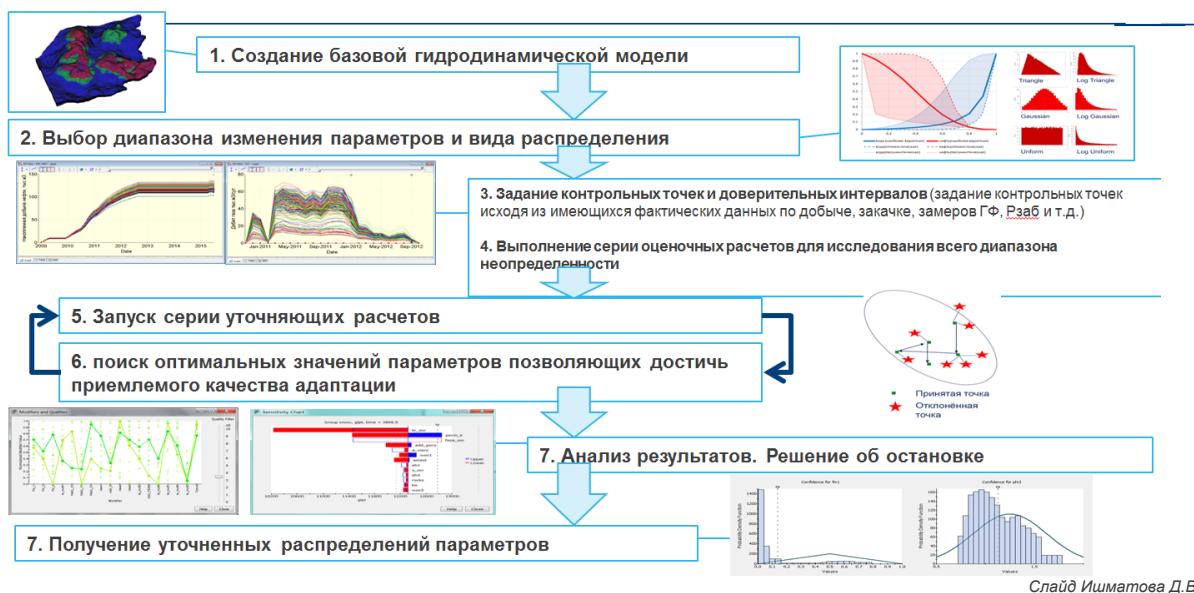
Результатом адаптации модели должно стать уточнение распределений параметров, обладающих неопределенностью и влияющих на результаты расчета (если найдено несколько решений, удовлетворяющих допустимым интервалам расхождения с фактом)

По материалам Schlumberger NExT

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

3.18.6 Алгоритм проведения автоадаптации

Алгоритм проведения автоадаптации



Слайд Ишматова Д.В.

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

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

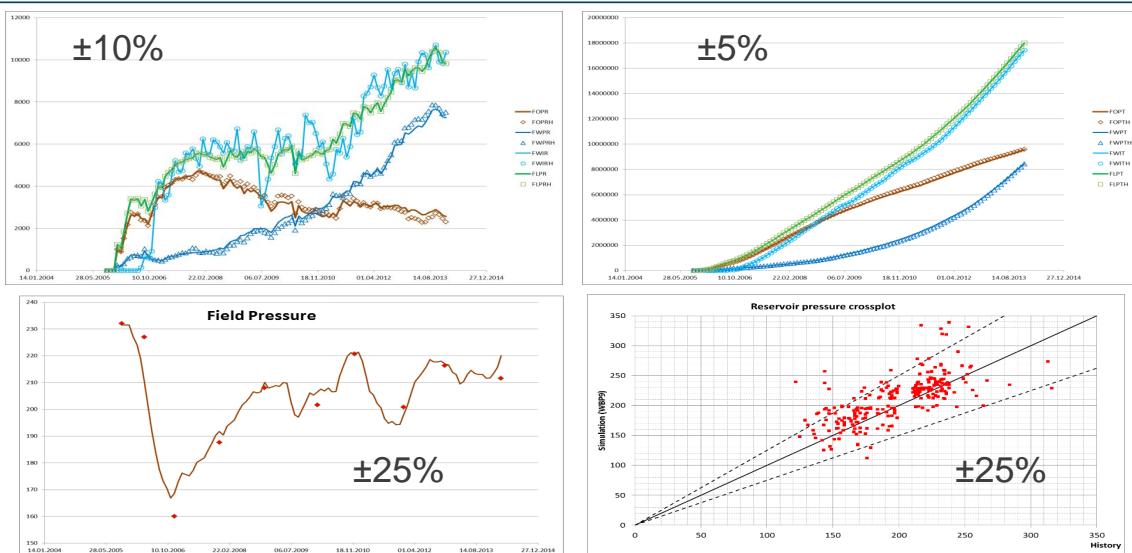
Популярное ПО для автоадаптации:

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

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

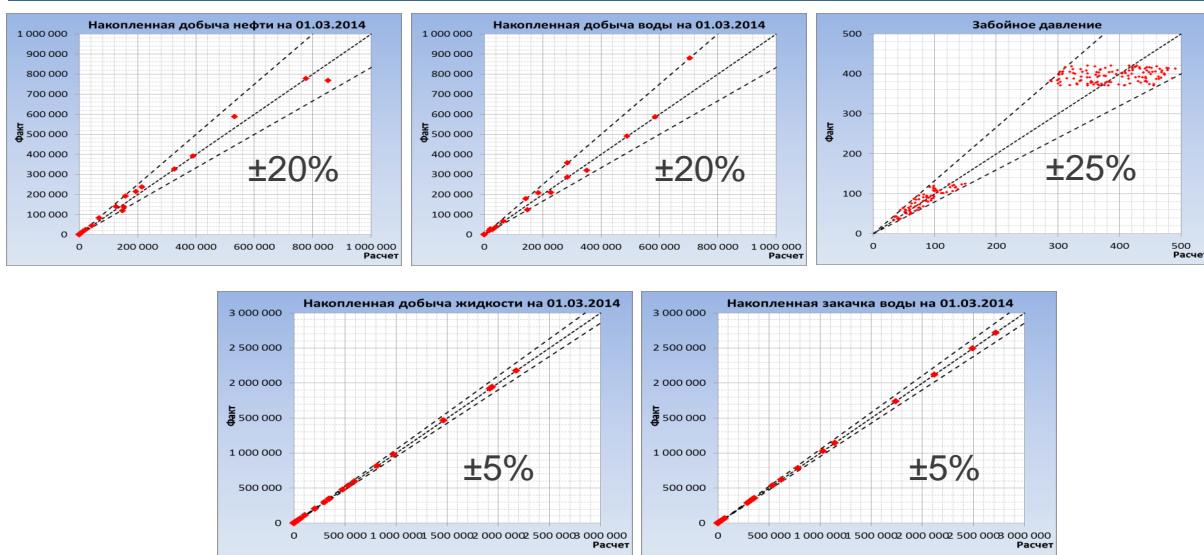
3.18.8 Критерии адаптации

Критерии адаптации



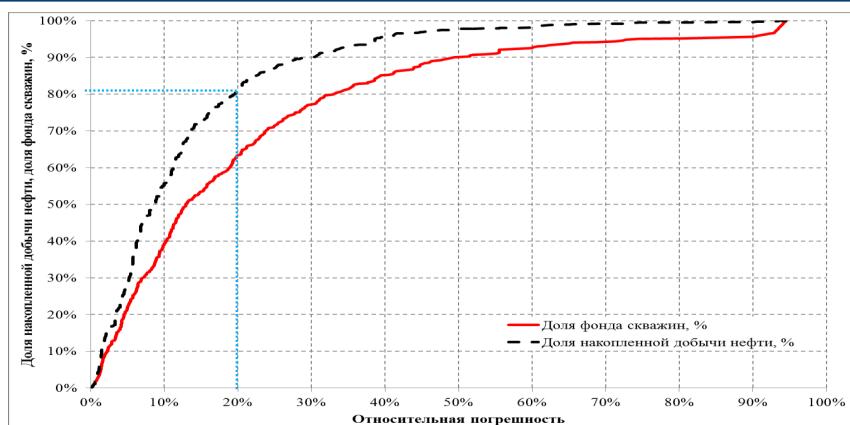
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 160

Критерии адаптации



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

Критерии адаптации



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

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

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.

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

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:

$$\rho_{\text{oil}}=836 \text{ кг/м}^3 \quad C_o=1.46 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \quad P_b=58 \text{ бар}$$

$$R_s=40 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad B_o(P_b)=1.18 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad \mu_{\text{oil}}=5.2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

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

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!

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

3.21 Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

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

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

3.22 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?»

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

3.23 Инструменты для оптимизации разработки месторождения

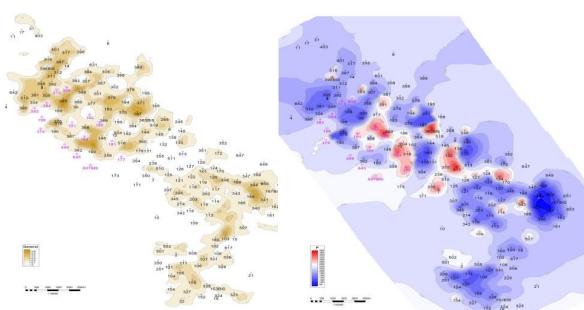
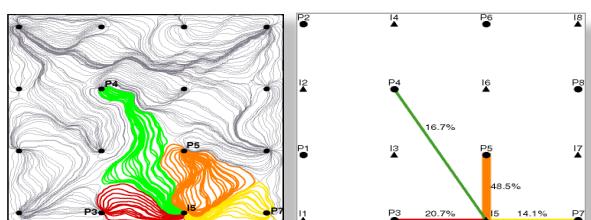
Инструменты для оптимизации разработки месторождения

Карты

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

Линии тока

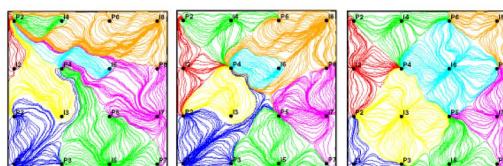
Позволяют получать распределение потоков нефти и воды для каждой скважины на каждый шаг расчета, что открывает возможности для оптимизации системы ППД



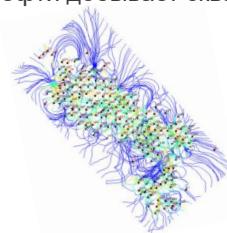
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 168

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 – обязательно это скважины, источником и стоком может быть, например, водоносный горизонт
- Линии тока визуализируют потоки в пласте, показывая его охват заводнением
- Ещё один результат вычисления модели линий тока – таблицы (матрицы дренирования), показывающие взаимосвязь скважин в модели (например, сколько нефти добывает скважина за счёт соседней нагнетательной)



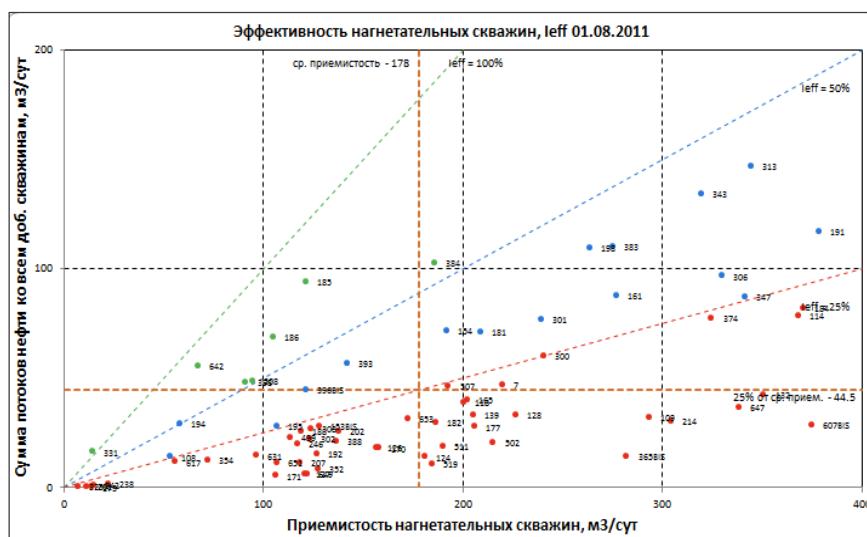
Балансировка заводнения



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

3.25 Оптимизация ППД на основе матриц дренирования

Оптимизация ППД на основе матриц дренирования



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

Сколько нефти добыто в результате закачки 1м³ воды

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

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

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

Оптимизация ППД на основе матриц дренирования



Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования

Данные: Рассчитанные свойства
Тип: Накопленные
Единицы: Вода
Таблица дренирования
График дренирования

Тип: Нагнет. скв.
Ось Y: доб. нефть

Сколько нефти добыто в результате закачки 1м³ воды

Данные: Рассчитанные свойства
Тип: Накопленные
Единицы: Вода
Таблица дренирования
График дренирования

Тип: Нагнет. скв.
Ось Y: доб. жидкость

Соотн.: 0.80
 Отклонение: 0.30

Сколько жидкости добыто в результате закачки 1м³ воды

Таблица дренирования

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

Скважина	Добычн. скв.	Влияние от нагнетательных скважин	
		Жидкость, пласт.из Нефть, ст.из	Скважина Жидкость, % Нефть, %
1530	1.68369e+06	0	1530 3.342129 0
1559			1559 3.476119 0
1650			1650 4.31254 0
1710			1710 2.14301 0
1769			1769 10.0663 0
1771			1771 4.88338 0
1830			1830 7.36849 0
1831			1831 4.52591 0
1832			1832 1.74677 0
1859			1859 3.22258 0
1867			1867 1.95153 0
1924			1924 7.04561 0
1938			1938 0.842451 0
1939			1939 1.72143 0
1949			1949 2.96835 0
1953			1953 1.98528 0
1954			1954 4.67621 0
2010			2010 3.78178 0
2012			2012 2.03093 0
2066			2066 2.91139 0
2067			2067 4.17685 0
2069			2069 4.14008 0
2070			2070 6.22834 0
2096			2096 0.377771 0
2127			2127 9.74198 0
1530	4923.5	3039.43	Резервуар 76.278 76.2005
1559	11491.7	59331.07	Резервуар 22.172 22.2995
1560	34759	24044.3	Резервуар 73.2955 73.7353
			1530 45.2065 45.0581
			1559 36.4266 36.4697

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

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

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

Подготовка и проведение прогнозных расчетов

Гибкий (полный) рестарт

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

2. Для запуска рестарта:

2.1. Скопировать data-файл базовой модели в файл рестарта

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

RESTART

'имя базовой модели' номер шага /

2.3. Вставить **SKIPREST** в секцию SCHEDULE

2.4. Добавить дополнительные даты, на которые необходим вывод результата

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

Подготовка и проведение прогнозных расчетов

Быстрый рестарт

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

2. Для запуска рестарта:

2.1. Скопировать data-файл базовой модели в файл рестарта

2.2. Удалить всё до секции SUMMARY или SCHEDULE

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

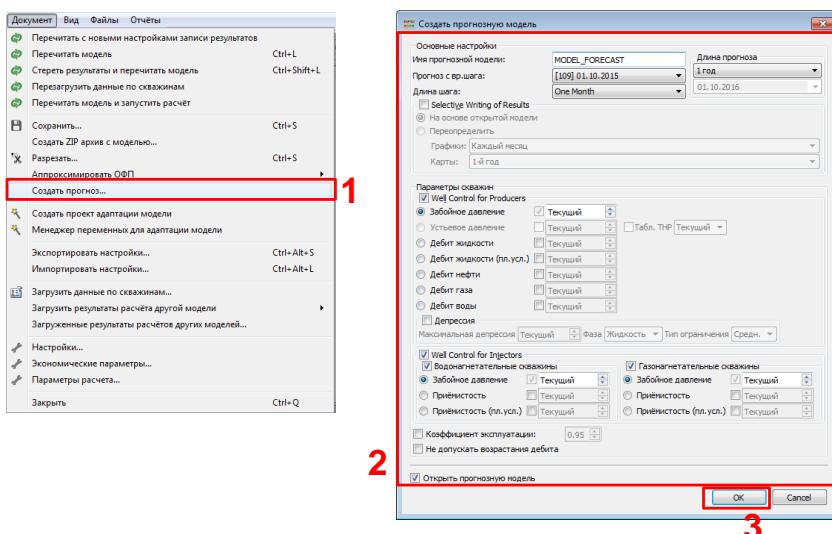
2.4. Вставить **SKIPREST** в секцию SCHEDULE

2.5. Добавить дополнительные даты, на которые необходим вывод результата

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

3.28 Создание рестартов из GUI tNavigator

Создание рестартов из GUI tNavigator



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

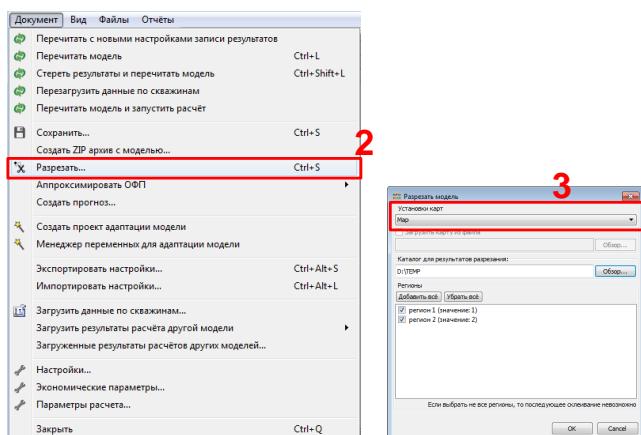
В папке с моделью будут созданы data-файл рестарта для прогнозного варианта и файл schedule с режимами работы скважин на прогноз

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

3.29 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

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

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

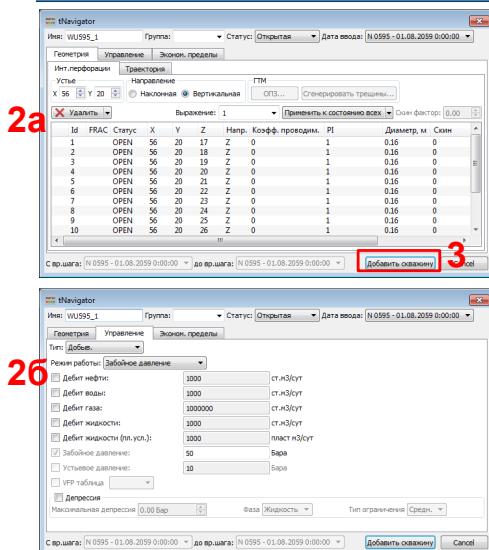
```
--name type ctrl rate_s rate_r reinj compens
'FIELD' 'WATER' 'VREP' 9000 10000 1.0 1.0 /
/
```

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

3.31 Прогнозные расчёты

3.31.1 Расстановка ВС

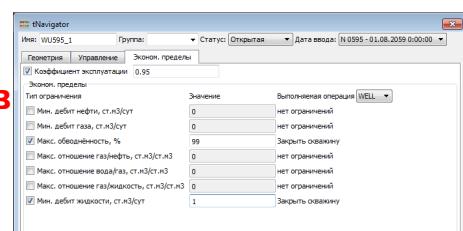
Прогнозные расчеты. Расстановка ВС



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.

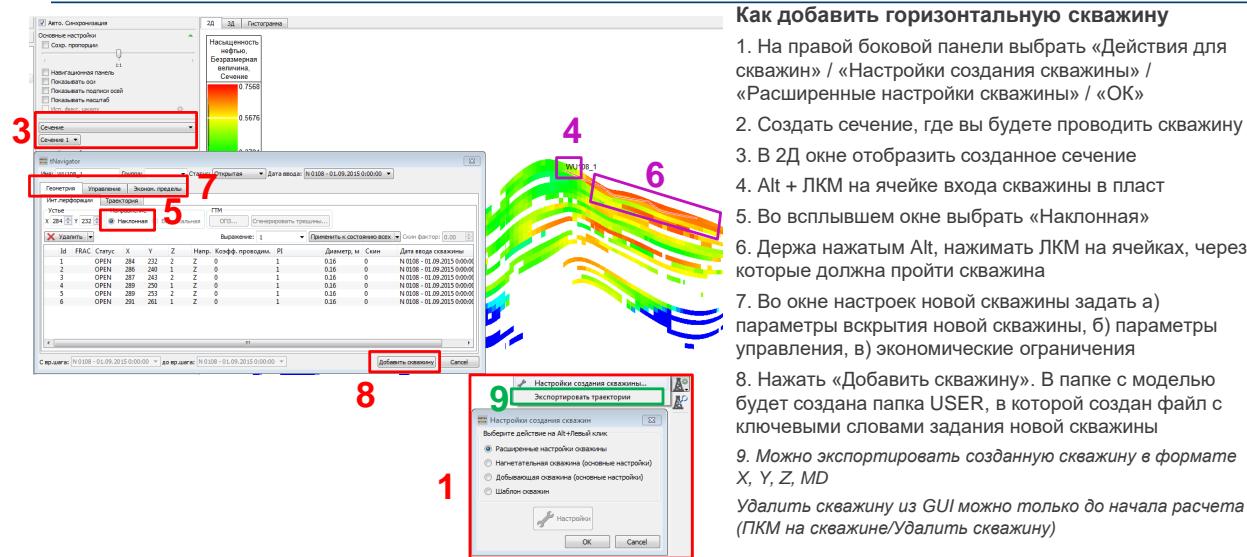
Удалить скважину из GUI можно только до начала расчета (ПКМ на скважине/Удалить скважину)



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

3.31.2 Расстановка ГС/ННС

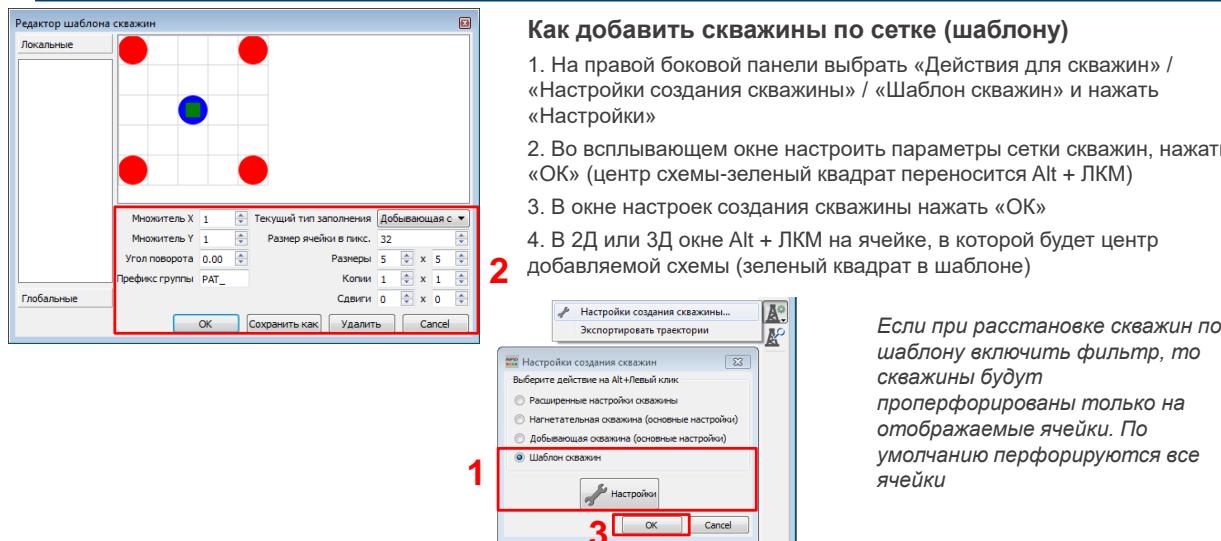
Прогнозные расчеты. Расстановка ГС/ННС



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

3.31.3 Расстановка скважин по сетке

Прогнозные расчеты. Расстановка скважин по сетке



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

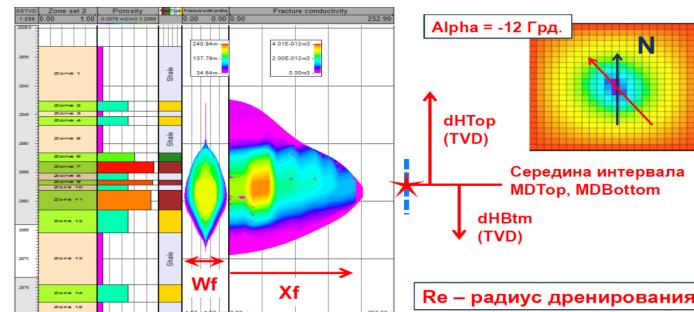
3.31.4 Моделирование ГТМ

Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

Моделирование ГРП посредством плагина EasyFrac для Petrel

Трещины ГРП моделируются на основании следующего набора данных:

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



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

Вырождение трещины описывается через связку ключевых слов ACTIONX и WPIMULT.

Слайд Кожемякина С.С.

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

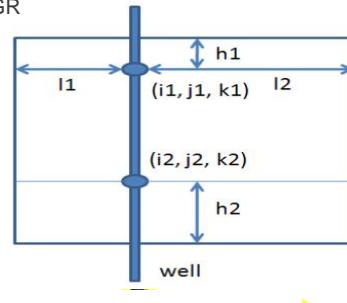
Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

Моделирование ГРП посредством функционала tNavigator

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

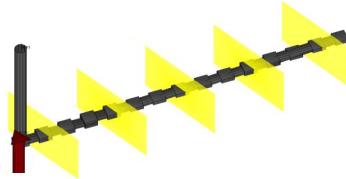
Входные данные:

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



WFRACP

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



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

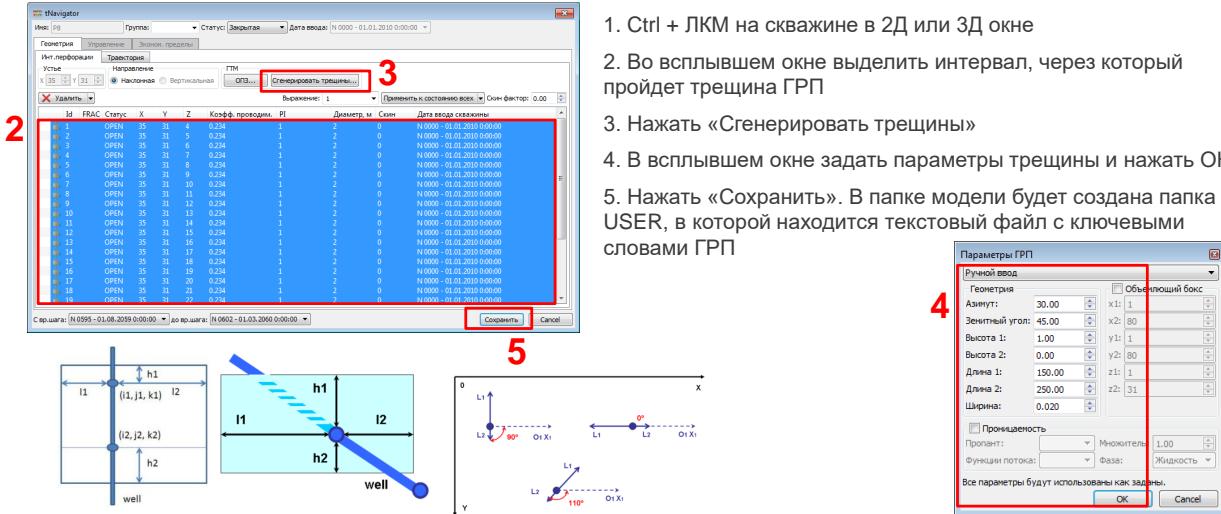
Слайд Кожемякина С.С.

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

3.31.5 Задание ГРП

Прогнозные расчеты. Задание ГРП

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



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

3.31.6 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

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

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)

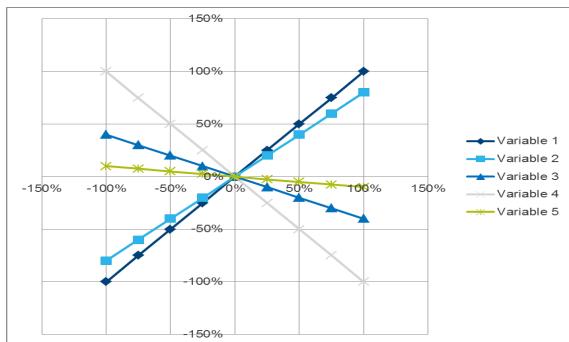


Диаграмма чувствительности
(Spider diagram)

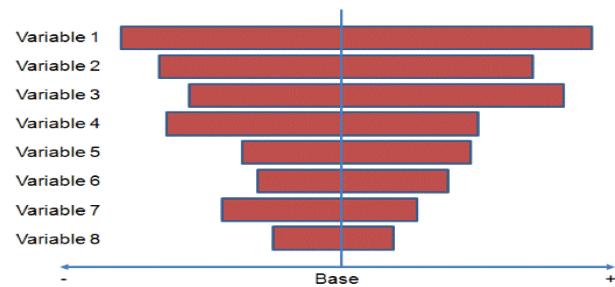


График «торнадо»
(Tornado chart)

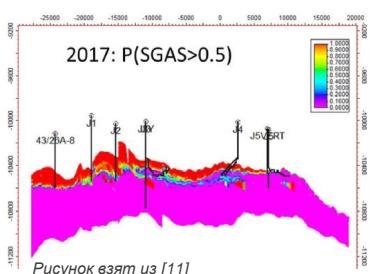
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 187

Прогнозные расчеты. Анализ чувствительности

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

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

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



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

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

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.

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

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

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

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

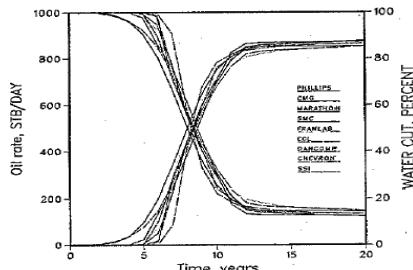
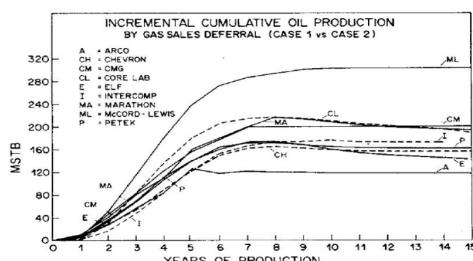
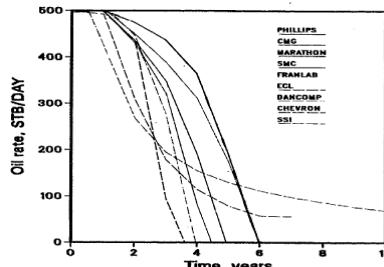
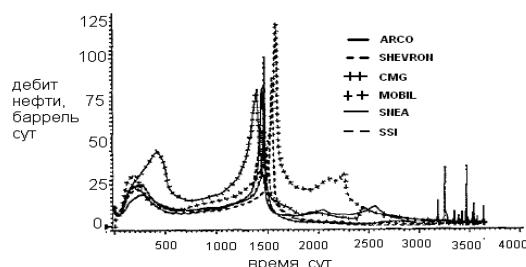
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 192

Сравнительная характеристика ПО для ГДМ. Тесты SPE

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

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

Тесты SPE



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

3.34.2 О недостатках тестов SPE

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

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

О недостатках тестов SPE

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

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

3.34.3 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

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

3.35 Основные проблемы моделирования

Основные проблемы моделирования

Групповая дискуссия:

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

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

3.36 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

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

Термины, определения, сокращения

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

BHP – Bottom Hole Pressure – забойное давление

CBL – Cement Bond Log – каротаж качества цемента

CF – Connection Factor – коэффициент проводимости соединения скважина-ячейка

FWL – Free Water Level – зеркало свободной воды

LGR – Local Grid Refinement – локальное измельчение сетки

MD – Measured Depth – измеренная глубина вдоль ствола скважины

NNC – Non Neighbor Connection – несоседнее соединение

NTG – Net-to-Gross Ratio – песчанистость

PEBI – Perpendicular Bisector – перпендикулярный бисектор или сетка Вороного

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

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

SCAL – Special Core Analysis - специальный анализ керна

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

Термины, определения, сокращения

SPE – Society of Petroleum Engineers – Общество инженеров нефтяников

THP – Tubing Head Pressure – устьевое давление

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

WAG – Water-Alternating-Gas Injection – водогазовое воздействие

ВНК – водонефтяной контакт

ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГДМ – гидродинамическая модель

ГНК – газонефтяной контакт

ГРП – гидроразрыв пласта

ГСР – геолого-статистический разрез

ГТМ – геолого-технологические мероприятия

ГФ – газовый фактор

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

Термины, определения, сокращения

ЗБС – забуривание бокового ствола

ЗКЦ – заколонная циркуляция

ЗСВ – зеркало свободной воды

КИГ – коэффициент извлечения газоконденсата

КИН – коэффициент извлечения нефти

КРС – капитальный ремонт скважин

МЭР – месячный эксплуатационный рапорт

НКТ – насосно-компрессорная труба

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ПДГГДМ – постоянно-действующая геолого-гидродинамическая модель

ПДГТМ – постоянно-действующая геолого-технологическая модель

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

Термины, определения, сокращения

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

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

Список литературы и источников информации

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

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

4 Практика 14.09.2022 (Базыров И.Ш.)

4.1 Закон Дарси

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

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

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

Основные допущения закона Дарси:

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

4.1.1 Линейное течение

4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи

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

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

4.2 Скин-фактор

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

$$S = \frac{\Delta P_s}{\frac{Q\mu}{2\pi kh}} \quad (11)$$

$$P_{wf} = P_e - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right) \quad (12)$$

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

4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S} \quad (13)$$

4.4 Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности

kh	Проводимость пласта, мД·м	100
P_e	Пластовое давление, атм	250
P_{wf}	Забойное давление, атм	100
r_e	Радиус дренирования, м	500
r_w	Радиус скважины, м	0,108
μ	Вязкость флюида, сПз	1,5
S	Скин-фактор, безр.	0

Здесь P_e – пластовое давление на границе области дренирования.

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S} = \frac{100 \text{ мД} \cdot \text{м}}{18.41 \cdot 1.5 \text{ сПз}} \frac{250 \text{ атм} - 100 \text{ атм}}{\ln \left(\frac{500 \text{ м}}{0.108 \text{ м}} \right) + 0} \approx 64 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (14)$$

4.5 Задача 1

Задача 1																																																																																																																																																																																																																																																					
1.1	Определить давление на расстоянии x_1 (м) и x_2 (м) от скважины при плоско-радиальном движении несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации, считая, что проницаемость пласта k (Да), мощность пласта h (м), давление на забое скважины p_w (атм), радиус скважины r_w (см), вязкость нефти μ_0 (сПз), объемный дебит скважины в пластовых условиях q (м ³ /сут)																																																																																																																																																																																																																																																				
1.2	Построить зависимость давления от расстояния																																																																																																																																																																																																																																																				
1.3*	Написать макрос/скрипт, который при запуске будет выводить построенный выше график																																																																																																																																																																																																																																																				
1.4	Сделать анализ чувствительности закона Дарси-Дююю																																																																																																																																																																																																																																																				
1.5	Вывод уравнений Дарси, Дарси-Дююю																																																																																																																																																																																																																																																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Вариант</th> <th>x_1, м</th> <th>x_2, м</th> <th>k, Да</th> <th>h, м</th> <th>p_w, атм</th> <th>r_w, см</th> <th>μ_0, сПз</th> <th>q, м³/сут</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>6</td><td>40</td><td>10</td><td>11</td><td>85</td><td>9</td><td>1</td><td>249</td></tr> <tr><td>2</td><td>67</td><td>21</td><td>4</td><td>12</td><td>74</td><td>13</td><td>3</td><td>61</td></tr> <tr><td>3</td><td>24</td><td>35</td><td>8</td><td>14</td><td>69</td><td>13</td><td>9</td><td>232</td></tr> <tr><td>4</td><td>77</td><td>89</td><td>4</td><td>28</td><td>59</td><td>18</td><td>9</td><td>211</td></tr> <tr><td>5</td><td>93</td><td>61</td><td>7</td><td>15</td><td>75</td><td>17</td><td>9</td><td>87</td></tr> <tr><td>6</td><td>6</td><td>32</td><td>8</td><td>12</td><td>100</td><td>15</td><td>1</td><td>114</td></tr> <tr><td>7</td><td>86</td><td>61</td><td>4</td><td>8</td><td>56</td><td>11</td><td>9</td><td>184</td></tr> <tr><td>8</td><td>57</td><td>54</td><td>8</td><td>18</td><td>63</td><td>16</td><td>10</td><td>204</td></tr> <tr><td>9</td><td>32</td><td>32</td><td>6</td><td>6</td><td>77</td><td>14</td><td>8</td><td>124</td></tr> <tr><td>10</td><td>45</td><td>56</td><td>10</td><td>5</td><td>90</td><td>16</td><td>10</td><td>256</td></tr> <tr><td>11</td><td>52</td><td>20</td><td>7</td><td>26</td><td>82</td><td>13</td><td>9</td><td>118</td></tr> <tr><td>12</td><td>46</td><td>35</td><td>1</td><td>20</td><td>77</td><td>17</td><td>10</td><td>135</td></tr> <tr><td>13</td><td>33</td><td>8</td><td>10</td><td>7</td><td>53</td><td>12</td><td>6</td><td>176</td></tr> <tr><td>14</td><td>78</td><td>40</td><td>6</td><td>15</td><td>71</td><td>12</td><td>7</td><td>53</td></tr> <tr><td>15</td><td>22</td><td>41</td><td>9</td><td>5</td><td>81</td><td>10</td><td>9</td><td>193</td></tr> <tr><td>16</td><td>73</td><td>83</td><td>9</td><td>13</td><td>71</td><td>10</td><td>3</td><td>65</td></tr> <tr><td>17</td><td>53</td><td>23</td><td>7</td><td>14</td><td>98</td><td>19</td><td>9</td><td>158</td></tr> <tr><td>18</td><td>94</td><td>87</td><td>9</td><td>14</td><td>63</td><td>12</td><td>9</td><td>231</td></tr> <tr><td>19</td><td>18</td><td>49</td><td>1</td><td>9</td><td>99</td><td>14</td><td>3</td><td>118</td></tr> <tr><td>20</td><td>37</td><td>10</td><td>10</td><td>14</td><td>61</td><td>15</td><td>9</td><td>73</td></tr> <tr><td>21</td><td>97</td><td>50</td><td>9</td><td>17</td><td>93</td><td>15</td><td>7</td><td>264</td></tr> <tr><td>22</td><td>54</td><td>68</td><td>5</td><td>26</td><td>62</td><td>12</td><td>8</td><td>68</td></tr> <tr><td>23</td><td>14</td><td>19</td><td>2</td><td>8</td><td>89</td><td>14</td><td>8</td><td>93</td></tr> <tr><td>24</td><td>30</td><td>17</td><td>4</td><td>30</td><td>96</td><td>18</td><td>8</td><td>214</td></tr> <tr><td>25</td><td>57</td><td>80</td><td>4</td><td>24</td><td>66</td><td>9</td><td>10</td><td>250</td></tr> </tbody> </table>											Вариант	x_1 , м	x_2 , м	k , Да	h , м	p_w , атм	r_w , см	μ_0 , сПз	q , м ³ /сут	1	6	40	10	11	85	9	1	249	2	67	21	4	12	74	13	3	61	3	24	35	8	14	69	13	9	232	4	77	89	4	28	59	18	9	211	5	93	61	7	15	75	17	9	87	6	6	32	8	12	100	15	1	114	7	86	61	4	8	56	11	9	184	8	57	54	8	18	63	16	10	204	9	32	32	6	6	77	14	8	124	10	45	56	10	5	90	16	10	256	11	52	20	7	26	82	13	9	118	12	46	35	1	20	77	17	10	135	13	33	8	10	7	53	12	6	176	14	78	40	6	15	71	12	7	53	15	22	41	9	5	81	10	9	193	16	73	83	9	13	71	10	3	65	17	53	23	7	14	98	19	9	158	18	94	87	9	14	63	12	9	231	19	18	49	1	9	99	14	3	118	20	37	10	10	14	61	15	9	73	21	97	50	9	17	93	15	7	264	22	54	68	5	26	62	12	8	68	23	14	19	2	8	89	14	8	93	24	30	17	4	30	96	18	8	214	25	57	80	4	24	66	9	10	250
Вариант	x_1 , м	x_2 , м	k , Да	h , м	p_w , атм	r_w , см	μ_0 , сПз	q , м ³ /сут																																																																																																																																																																																																																																													
1	6	40	10	11	85	9	1	249																																																																																																																																																																																																																																													
2	67	21	4	12	74	13	3	61																																																																																																																																																																																																																																													
3	24	35	8	14	69	13	9	232																																																																																																																																																																																																																																													
4	77	89	4	28	59	18	9	211																																																																																																																																																																																																																																													
5	93	61	7	15	75	17	9	87																																																																																																																																																																																																																																													
6	6	32	8	12	100	15	1	114																																																																																																																																																																																																																																													
7	86	61	4	8	56	11	9	184																																																																																																																																																																																																																																													
8	57	54	8	18	63	16	10	204																																																																																																																																																																																																																																													
9	32	32	6	6	77	14	8	124																																																																																																																																																																																																																																													
10	45	56	10	5	90	16	10	256																																																																																																																																																																																																																																													
11	52	20	7	26	82	13	9	118																																																																																																																																																																																																																																													
12	46	35	1	20	77	17	10	135																																																																																																																																																																																																																																													
13	33	8	10	7	53	12	6	176																																																																																																																																																																																																																																													
14	78	40	6	15	71	12	7	53																																																																																																																																																																																																																																													
15	22	41	9	5	81	10	9	193																																																																																																																																																																																																																																													
16	73	83	9	13	71	10	3	65																																																																																																																																																																																																																																													
17	53	23	7	14	98	19	9	158																																																																																																																																																																																																																																													
18	94	87	9	14	63	12	9	231																																																																																																																																																																																																																																													
19	18	49	1	9	99	14	3	118																																																																																																																																																																																																																																													
20	37	10	10	14	61	15	9	73																																																																																																																																																																																																																																													
21	97	50	9	17	93	15	7	264																																																																																																																																																																																																																																													
22	54	68	5	26	62	12	8	68																																																																																																																																																																																																																																													
23	14	19	2	8	89	14	8	93																																																																																																																																																																																																																																													
24	30	17	4	30	96	18	8	214																																																																																																																																																																																																																																													
25	57	80	4	24	66	9	10	250																																																																																																																																																																																																																																													

Вариант 16.

Давление на расстоянии x_1 :

$$\begin{aligned}
 P_{x_1} &= P_w + \frac{18.41 \cdot Q\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{x_1}{r_w} \right) + S \right) = \\
 &= 71 \text{ атм} + \frac{18.41 \cdot 65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 3 \text{ сПз}}{9000 \text{ мД} \cdot 13 \text{ м}} \left(\ln \left(\frac{73 \text{ м}}{0,1 \text{ м}} \right) + 0 \right) \approx 71.2 \text{ атм} \quad (15)
 \end{aligned}$$

Давление на расстоянии x_2 :

$$\begin{aligned}
 P_{x_2} &= P_w + \frac{18.41 \cdot Q\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{x_2}{r_w} \right) + S \right) = \\
 &= 71 \text{ атм} + \frac{18.41 \cdot 65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 3 \text{ сПз}}{9000 \text{ мД} \cdot 13 \text{ м}} \left(\ln \left(\frac{83 \text{ м}}{0,1 \text{ м}} \right) + 0 \right) \approx 71.2 \text{ атм} \quad (16)
 \end{aligned}$$

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

4.6 Что такое гидродинамическое моделирование?

См. вводную лекцию.

4.7 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласта)

См. вводную лекцию.

4.8 Решение линейного стока/источника в однородном бесконечном коллекторе

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

$$r_D = \frac{r}{r_w}; \quad t_D = \frac{kt}{\varphi c_t r_w^2}; \quad P_D = \frac{2\pi k h}{q B \mu} (p_i - p) \quad (17)$$

Преимущества использования безразмерных переменных:

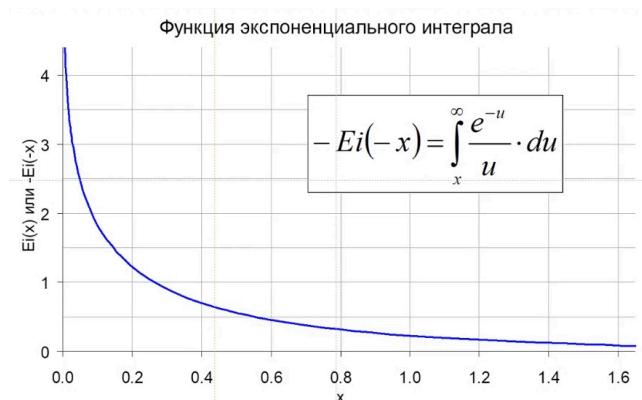
- 1) вид уравнений упрощается;
- 2) полученное один раз решение можно использовать для самых разных конфигураций;
- 3) безразмерные переменные – основа для метода палеточной интерпретации.

Решение в безразмерных переменных, записанное через интегральную показательную функцию:

$$P_D(r_D, t_D) = -Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right), \quad (18)$$

где

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (19)$$



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

$$P_D(r_D, t_D) \approx -\frac{1}{2} \left[\ln \frac{\gamma r_D^2}{4t_D} \right] = \frac{1}{2} \left[\ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right]. \quad (20)$$

Решение линейного стока:

$$P(r, t) = p_i - \frac{q B \mu}{2 \pi k h} \left[-\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{\varphi \mu c_t r^2}{4 k t} \right) \right]. \quad (21)$$

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

$$P(r, t) \approx p_i - \frac{1}{2} \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{kt}{\varphi \mu c_t r^2} + 0.80907 \right]. \quad (22)$$

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

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

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

4.10 Задача 2

Задача 2						
1.1	Определите радиус исследований					
1.2	Решить обратную задачу. Задать начальный радиус исследований (более приближенный к реальности), приблизиться к решению, меняя параметры.					
1.3*	Решить обратную задачу. Задать начальный радиус исследований (более приближенный к реальности), приблизиться к решению, меняя параметры, используя методы оптимизации					
1.4	Вывод уравнения пьезопроводности без упругости пласта					
1.5*	Вывод уравнения пьезопроводности с упругостью пласта					
Вариант	k, мДа	t, мин	kp, %	tm0, сПз	ct, 10 ⁻⁴ атм ⁻¹	
1	86	1781	22	4	13	
2	30	3984	17	6	3	
3	91	9682	17	5	15	
4	60	2775	21	1	20	
5	70	1305	26	3	6	
6	7	887	23	10	5	
7	3	1520	20	2	4	
8	73	8261	22	4	5	
9	25	54	26	8	20	
10	64	1423	30	9	14	
11	71	7600	23	7	10	
12	59	5890	11	5	5	
13	12	9645	21	9	11	
14	85	97	21	1	16	
15	49	9645	11	4	2	
16	32	7343	14	10	20	
17	14	465	19	4	1	
18	99	4763	20	8	9	
19	94	7593	14	8	3	
20	82	8266	13	4	1	
21	48	7462	22	8	14	
22	74	1046	26	1	16	
23	73	8173	19	1	13	
24	42	1202	28	10	19	
25	11	1841	18	1	10	

Вариант 16.

$$r_{inv} = 0.037 \sqrt{\frac{kt}{\varphi \mu c_t}} = 0.037 \sqrt{\frac{0.032 \text{ Да} \cdot 7343 \cdot 60 \text{ с}}{0,14 \cdot 0.10 \text{ Пз} \cdot 20 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{атм}}}} \approx 830 \text{ см} = 8.3 \text{ м} \quad (24)$$

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

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

Запишем ЗСМ для флюида:

$$\frac{\partial r_f}{\partial t} + \partial_i (r_f v_i^f) = 0 \quad (25)$$

Закон Дарси в «школьной» форме:

$$Q = -\frac{\Delta p}{L} \frac{k}{\mu} S \quad (26)$$

Закон Дарси в дифференциальной форме:

$$W_i = -\frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p, \quad (27)$$

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

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

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \partial_i (\rho_f \varphi v_i^f) = 0 \quad (28)$$

Подставляя (27) в (28), получаем:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} - \partial_i \left(\rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \right) = 0 \quad (29)$$

Замыкающее соотношение (связь плотности флюида и давления):

$$\rho_f = \rho_f^0 (1 + c_f (p - p_0)), \quad (30)$$

где c_f – сжимаемость флюида (1/Па).

Замыкающее соотношение (связь пористости и давления):

$$\varphi = \varphi^0 + c_\pi (p - p_0), \quad (31)$$

где c_π – сжимаемость пор (не равно сжимаемости породы).

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (30):

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} = c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \quad (32)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (30):

$$\partial_i \rho_f = c_f \rho_f^0 \partial_i p \quad (33)$$

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (31):

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = c_n \frac{\partial p}{\partial t} \quad (34)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (31):

$$\partial_i \varphi = c_n \partial_i p \quad (35)$$

Раскрывая производные произведений в (29), получаем:

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} \varphi + \rho_f \frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \partial_i \rho_f - \rho_f \partial_j p \partial_i \left(\frac{k_{ij}}{\mu} \right) - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \quad (36)$$

Подставляя (32), (33), (34) и (35) в (36), получаем:

$$\begin{aligned} c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \varphi + \rho_f c_n \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p c_f \rho_f^0 \partial_i p - \frac{\rho_f}{\mu} \partial_j p \partial_i k_{ij} + \\ + \rho_f \partial_j p k_{ij} \frac{\partial \mu}{\partial p} \frac{1}{\mu^2} \partial_i p - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \end{aligned} \quad (37)$$

Перед анализом физических уравнений всегда делают масштабный анализ, чтобы понять, какие слагаемые в уравнении важны, а какие не важны (пример: уравнение Навье-Стокса с числами Струхаля, Эйлера, Рейнольдса, Фруда).

Спойлер: ГДМ симуляторы не решают уравнение пьезопроводности в классическом виде, а решают закон сохранения массы, в который они подставляют закон Дарси.

Далее необходимо выделить характерные масштабные факторы, обезразмерив каждую из функций в уравнении.

Введём безразмерное давление \tilde{p} такое, что:

$$p = \tilde{p} \cdot p_0, \quad (38)$$

где p_0 – пластовое давление.

Введём безразмерное расстояние \tilde{r} такое, что:

$$\vec{r} = \tilde{r} \cdot L, \quad (39)$$

где L – некое характерное расстояние (например, между скважинами).

Введём безразмерную проницаемость \tilde{k}_{ij} такую, что:

$$k_{ij} = \tilde{k}_{ij} \cdot k_0, \quad (40)$$

где k_0 – некая характерная проницаемость.

Введём безразмерную вязкость $\tilde{\mu}$ такую, что:

$$\mu = \tilde{\mu} \cdot \mu_0, \quad (41)$$

где μ_0 – некая характерная вязкость.

Все безразмерные функции (с волной) порядка единицы.

Перепишем (37) в введённых безразмерных величинах, разделив обе части этого уравнения на ρ_f^0 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_n \right) - \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0^2}{L^2} c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0 p_0}{\mu_0 L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{p_0 k_0}{L^2 \mu_0} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{k}_{ij} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0 p_0}{\mu_0 L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \end{aligned} \quad (42)$$

Вынесли все масштабные множители. Далее делим обе части уравнения на множитель перед старшей производной (на $\frac{k_0 p_0}{\mu_0 L^2}$), т.е. обезразмериваем уравнение:

$$\begin{aligned} \frac{\mu_0 L^2}{k_0 p_0} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \left(\varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_n \right) - p_0 c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{k}_{ij} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \end{aligned} \quad (43)$$

Сделаем 3 важных приближения:

1. $p_0 c_f \ll 1$ (прикинем: сжимаемость воды порядка $10^{-5} \text{ атм}^{-1} = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; характерные значения давлений на глубинах, равных нескольким километрам, составляют сотни атмосфер; таким образом, произведение порядка 10^{-3} , что много меньше единицы; но такое приближение не работает для газа: для него рассматриваемое произведение порядка единицы); это приближение фактически равносильно приближению $\rho_f \approx \rho_f^0$;
2. $\tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} \ll 1$ (считаем, что на характерном масштабе задачи по данному направлению проницаемость изменяется незначительно, не больше 10 процентов);
3. $\frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \ll 1$ (считаем, что отмасштабированный график проницаемости от давления пологий – этот факт подтверждается экспериментально – вязкость слабо зависит от давления)

Тогда уравнение (43) перепишется в следующем виде (убрали слагаемые с пренебрежимо малыми множителями в рамках сделанных приближений и вернулись от безразмерных функций с волной к обычным функциям):

$$\frac{\partial p}{\partial t} \underbrace{(\varphi c_f + c_{\text{n}})}_{c_t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (44)$$

(заметим, что если есть анизотропия проницаемости, то лапласиана в уравнении не будет).

Получаем классическое уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu c_t} \partial_i \partial_j p = 0, \quad (45)$$

где c_t – это полная сжимаемость.

Замечание. Но есть литература, в которой $c_t = c_f + \frac{c_{\text{n}}}{\varphi}$, тогда уравнение пьезопроводности будет выглядеть так:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu \varphi c_t} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (46)$$

Пусть тензор проницаемости изотропен $k_{ij} = k_0 \cdot \delta_{ij}$, тогда:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \delta_{ij} \partial_i \partial_j p = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \Delta p = 0 \quad (47)$$

(получили всем известный вид уравнения пьезопроводности).

5 Практика 21.09.2022 (Базыров И.Ш.)

6 Практика 28.09.2022 (Базыров И.Ш.)