

Общая информация. Курс читают Кайгородов Сергей Владимирович и Базыров Ильдар Шамилевич (решение задач отправлять на email: ildarbazyrov@gmail.com, используя следующее название письма: ГДМ_дата занятия, когда проходили задание_номер по списку_Фамилия; например: ГДМ_051022_16_Муравцев).

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

Решения задач доступны по ссылке: [GO TO ЗАДАЧИ ПО ГДМ](#).

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

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

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

Содержание

Экзамен 12.01.2023 (Кайгородов С.В. и Базыров И.Ш.)	8
1 Какие режимы течения Вы знаете? Раскрыть суть каждого режима.	8
2 Какие режимы притока Вы знаете? Раскрыть суть каждого режима.	12
3 Что такое уравнение Дарси, как выводится уравнение в общем виде?	14
4 Вывод уравнения Дарси для линейного течения	15
5 Вывод уравнения Дарси для радиального течения	16
6 Раскрыть суть уравнения Дарси-Дюпюи, как выводится уравнение? Как получен коэффициент в формуле Дарси-Дюпюи, равный 18.41?	17
7 Раскрыть суть уравнения пьезопроводности, как выводится уравнение пьезопроводности для «неупругого пласта»? Что такое коэффициент пьезопроводности?	18
8 Вывод уравнения пьезопроводности для «упругого пласта».	24
9 Опишите основные уравнения для моделирования фильтрации потока.	26
10 Приведите примеры прямых и обратных задач уравнения пьезопроводности.	28
11 Что такое капиллярное давление? Нарисовать кривую капиллярного давления от глубины. Нарисовать кривую капиллярного давления от насыщенности.	29
12 Что такое ОФП? Раскрыть суть ОФП. Привести примеры наиболее популярных корреляций для построения кривых относительных фазовых проницаемостей	33
13 Что такое функция Леверетта? Раскройте суть функции Леверетта.	35
14 Чем отличается связанная и критическая водонасыщенность? На что повлияет, если мы переместим связанную водонасыщенность S^*L или максимальную водонасыщенность S^*U ? На что повлияет, если мы переместим критическую водонасыщенность S^*CR ?	36
15 Что такое масштабирование ОФП? Зачем нужно нормировать ОФП?	37
16 Какие лабораторные исследования проводят для измерения ОФП? Опишите суть исследований.	43
17 Что такое фазовые диаграммы? Нарисуйте фазовые диаграммы (PVT диаграммы)	50
18 Что такое PVT-свойства? Раскрыть суть PVT-свойств.	52
19 Какие PVT-свойства жидкостей вы знаете? Какие основные PVT-свойства необходимо задавать в модели? Что такое сжимаемость?	53

20	Приведите примеры описания PVT-моделей в симуляторе T-Navigator	59
21	Что такое давление насыщения? Что происходит при «переходе» через точку давления насыщения? Как будут меняться свойства жидкостей при «переходе» через точку давления насыщения?	62
22	Раскрыть суть решения уравнения фильтрации явным методом. Опишите основные шаги	64
23	Раскрыть суть решения уравнения фильтрации неявным методом. Опишите основные шаги	67
24	Опишите способы решения системы линейных ур-ий. Приведите минимум 2 способа в качестве примеров.	69
25	Что такое критерий стабильности? Раскройте суть критерия стабильности. Приведите минимум 2 примера критерия стабильности.	73
26	Что такое начальные и граничные условия? Какое граничное условие называют Неймана, а какое Дирихле? Опишите применение граничных условий в решении задач в нефтяной индустрии.	74
27	Что такое Box model? Раскройте суть Box model.	76
28	Какие сетки используем в гидродинамическом моделировании? Приведите примеры различных сеток и опишите их специфику.	90
29	Какими способами можно задать кубы свойств?	95
30	Какие способы инициализации модели Вы знаете? Раскройте суть хотя бы одного из способов. Какие ключевые слова применяются для инициализации ГДМ в симуляторе T-Navigator?	97
31	Что будет происходить с моделью при инициализации модели различными способами (неравновесный, равновесный, равновесный + начальный куб насыщенности)?	102
32	Что такое аквифер? Раскройте суть аквифера. Какое ключевое слово обозначает аквифер в T-Navigator?	104
33	Опишите структуру Data файла для запуска модели в симуляторе T-Navigator. Опишите основные разделы Data файла.	109
34	Как задавать параметры скважин в T-Navigator? Как можно задать контроль на скважинах в T-Navigator?	111
35	Что такое ремасштабирование (UpScaling)? Раскройте суть ремасштабирования	113
36	Что такое радиус Писмана? Раскройте суть радиуса Писмана.	120
37	Что такое адаптация модели? Опишите основные шаги адаптации модели.	122
38	Какие основные параметры модели изменяются при адаптации? Какие критерии показывают, что модель успешно адаптирована?	127
39	Как можно садаптировать модель в случае отставания фронта заводнения в модели?	132
40	Что такое уравнение Баклея-Леверетта? Подробно опишите суть уравнения Баклея-Леверетта.	133
41	Что такое материальный баланс в гидродинамическом моделировании? Опишите суть материального баланса.	136

1 Вводная лекция 07.09.2022 (Базыров И.Ш.)	144
1.1 Озеро Пёнье (Reigneur, Пенёр)	144
1.2 История развития гидродинамических моделей	144
1.3 Что такое гидродинамическое моделирование?	145
1.3.1 Уравнение пьезопроводности (без упругости пласти)	145
1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласти)	146
1.4 Пороупругость	147
1.5 Гидрогоемеханическое моделирование: компьютерное моделирование, виды совмещения	148
1.5.1 Виды гидро-геомеханического совмещения	148
2 Лекция 12.09.2022 (Кайгородов С.В.)	149
2.1 Цели курса	149
2.2 Каналы распространения знаний по ГДМ	151
2.3 Что такое модель?	151
2.4 Требования к моделям	152
2.5 Точность моделей	153
2.6 Виды моделей	154
2.7 Гидродинамическая модель	154
2.8 Цели гидродинамического моделирования (ГДМ)	155
2.9 Математическая основа ГДМ	156
2.10 Типы сеток ГДМ	158
2.11 Типы сеток ГДМ. LGR	159
2.12 Порядок нумерации ячеек сетки	160
2.13 Структура файла исходных данных для симулятора ECLIPSE	161
2.14 Справочники для симулятора ECLIPSE	162
2.15 Задание свойств в ячейках	163
2.16 Поток через ячейку	165
2.17 Несоседние соединения NNC	166
2.18 Проблемы пространственной дискретизации	167
2.19 Построение грида	170
2.20 Гидродинамические модели (схема)	171
2.21 Типы расчётных моделей	172
2.21.1 Модель нелетучей нефти	172
2.21.2 Композиционная модель	173
2.21.3 Термические модели	174
2.21.4 Модель двойной или мульти-среды	175
2.21.5 Модели линий тока	176
2.21.6 Proxy-модели	177
2.21.7 Суррогатные (мета) модели	178
2.22 Иерархия гидродинамических моделей	180
2.23 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи	181

2.24 Источники геологической информации в масштабах месторождения	182
2.25 Охват исследованием и погрешность	183
2.26 Исходные данные для гидродинамического моделирования	184
2.27 Подходы к построению ПДГДМ	185
2.28 Ремасштабирование геомодели	186
2.29 Ремасштабирование структуры (upgridding)	187
2.30 Ремасштабирование свойств	189
2.31 Ремасштабирование проницаемости	190
2.32 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества	191
2.33 Поверхностное натяжение	192
2.34 Смачиваемость	193
2.35 Капиллярное давление	194
2.36 Капиллярное давление для разных типов породы	197
2.37 J-функция Леверетта	198
2.38 Капиллярное давление. Лабораторные исследования	199
2.39 ОФП	200
2.40 Смачиваемость. Критерий Craig (1971)	201
2.41 Гистерезис ОФП	202
2.42 ОФП. Функция Баклея-Леверетта. Лабораторные исследования	202
2.43 ОФП. Корреляции Corey и LET	205
2.44 Как задать ОФП в ГДМ, если есть несколько исследований?	206
2.45 Концевые точки ОФП в системе нефть-вода	207
2.46 Масштабирование ОФП	208
2.46.1 По горизонтали (по насыщенности)	210
2.46.2 По вертикали	210
2.47 Согласованность массивов в модели	211
2.48 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП)	212
2.49 Типы флюидов	214
2.50 Определение типа залежи по составу УВ	216
2.51 PVT-свойства	216
2.52 PVT-свойства нефти	217
2.53 PVT-свойства нефти. Корреляции	218
2.54 PVT-свойства «живой нефти»	219
2.55 Варианты описания PVT в моделях Black Oil	220
2.56 Сжимаемость порового пространства	221
2.57 Сжимаемость порового пространства. Корреляции	223
2.58 Упражнение 1. Упражнения на обработку и подготовку исходных данных	223
3 Лекция 13.09.2022 (Кайгородов С.В.)	226
3.1 Анализ разработки перед построением модели	226
3.2 Матбаланс	227
3.3 Матбаланс. Пример использования	228

3.4	Анализ источников обводнения	229
3.5	Оценка загрязнения призабойной зоны	232
3.6	Оценка наличия трещин авто-ГРП на нагнетательных скважинах	233
3.7	Исходные данные по скважинам	234
3.8	Моделирование притока к скважине	234
3.9	Способы инициализации модели в симуляторах	236
3.9.1	Неравновесный	236
3.9.2	Равновесный	237
3.9.3	Равновесный с соблюдением начальной насыщенности	239
3.10	Оценка корректности инициализации ГДМ	240
3.11	Аналитический аквифер	241
3.12	Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели	243
3.13	Упражнение 3. Инициализация ГДМ	243
3.14	Задание истории работы скважин	244
3.15	Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции	244
3.16	Алгоритм работы в ПО SCHEDULE	245
3.17	Загрузка истории эксплуатации в т-Навигаторе	247
3.18	Адаптация модели	249
3.18.1	Обратные задачи	250
3.18.2	Адаптация модели на разных стадиях разработки	251
3.18.3	По отборам жидкости и пластовому давлению	253
3.18.4	По соотношению нефть/вода	253
3.18.5	По коэффициенту продуктивности и Рзаб	254
3.19	Уточнение распределений параметров при адаптации модели	255
3.19.1	Алгоритм проведения автоадаптации	256
3.19.2	Программы автоадаптации	257
3.19.3	Критерии адаптации	258
3.19.4	«Запрещённые» и нежелательные приёмы адаптации	260
3.20	Упражнение 5. Расчёт моделей с разными наборами исходных данных	261
3.21	Упражнение 6. Адаптация ГДМ	261
3.22	Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов	262
3.23	Групповая дискуссия	262
3.24	Инструменты для оптимизации разработки месторождения	263
3.25	Линии тока	264
3.26	Оптимизация ППД на основе матриц дренирования	264
3.27	Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования	265
3.28	Подготовка и проведение прогнозных расчётов	266
3.29	Создание рестартов из GUI tNavigator	268
3.30	Вырезание сектора	269
3.31	Подготовка и проведение прогнозных расчётов	270
3.32	Прогнозные расчёты	271
3.32.1	Расстановка ВС	271

3.32.2 Расстановка ГС/ННС	272
3.32.3 Расстановка скважин по сетке	273
3.32.4 Моделирование ГТМ	274
3.32.5 Задание ГРП	275
3.32.6 Оценка адекватности результатов	276
3.32.7 Анализ чувствительности	277
3.33 Упражнение 7. Прогнозные расчёты	279
3.34 Регламенты по созданию ГДМ	279
3.35 Сравнительная характеристика ПО для ГДМ	280
3.35.1 Тесты SPE	281
3.35.2 О недостатках тестов SPE	282
3.35.3 Тесты центральной комиссии по разработке (ЦКР)	283
3.36 Основные проблемы моделирования	284
3.37 Выводы	284
3.38 Термины, определения, сокращения	285
3.39 Список литературы и источников информации	287
4 Практика 14.09.2022 (Базыров И.Ш.)	288
4.1 Закон Дарси	288
4.1.1 Линейное течение	288
4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи	289
4.2 Скин-фактор	289
4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта	289
4.4 Определение дебита по формуле Дюпюи, анализ чувствительности	289
4.5 Задача 1	290
4.6 Что такое гидродинамическое моделирование?	291
4.7 Уравнение пьезопроводности (без упругости пластина)	291
4.8 Решение линейного стока/источника в однородном бесконечном коллекторе	291
4.9 Что такое модель, или зачем нужно решать уравнение пьезопроводности?	292
4.10 Задача 2	293
4.11 Вывод уравнения пьезопроводности без упругости пластина (от Шеля Е.В.)	294
5 Практика 21.09.2022 (Базыров И.Ш.)	298
6 Практика 28.09.2022 (Базыров И.Ш.)	299
7 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)	300
8 Практика 12.10.2022 (Базыров И.Ш.)	301
9 Практика 19.10.2022 (Базыров И.Ш.)	302
10 Практика 26.10.2022 (Базыров И.Ш.)	303

11 Практика 02.11.2022 (Базыров И.Ш.)	304
12 Практика 09.11.2022 (Базыров И.Ш.)	305
13 Практика 16.11.2022 (Базыров И.Ш.)	306
14 Практика 30.11.2022 (Базыров И.Ш.)	307
15 Практика 07.12.2022 (Базыров И.Ш.)	308
16 Практика 14.12.2022 (Базыров И.Ш.)	309
17 Практика 21.12.2022 (Базыров И.Ш.)	310
18 Практика 23.12.2022 (Базыров И.Ш.)	311
19 Практика 28.12.2022 (Базыров И.Ш.)	312

Гидродинамическое моделирование

Конспект лекций и семинаров

Муравцев А.А.¹

Базыров И.Ш.²

Кайгородов С.В.³

26 мая 2023 г.

Экзамен 12.01.2023 (Кайгородов С.В. и Базыров И.Ш.)

1 Какие режимы течения Вы знаете? Раскрыть суть каждого режима.

Скорее всего в вопросе имеются в виду режимы (часто встречающиеся паттерны) течения жидкости в пласте.

Но на всякий случай расскажу сначала про режимы течения жидкости в гидравлике, а потом уже перейду к паттернам течения жидкости в пласте.

Режимы течения жидкости в гидравлике.

Существуют два принципиально различных режима течения жидкости: ламинарный и турбулентный.

Ламинарное течение – слоистое течение частиц жидкости без перемешивания и без пульсаций скоростей и давлений. При ламинарном течении жидкости в прямой трубе постоянного сечения все линии тока направлены параллельно оси трубы, поперечные перемещения жидкости отсутствуют.

Турбулентным называется течение, сопровождающееся интенсивным перемешиванием частиц жидкости и вихреобразованием, а также пульсациями скоростей и давлений. При турбулентном течении движение отдельных частиц оказывается подобным хаотическому движению молекул газа. Происходит перемешивание жидкости, сопровождающееся продольным и поперечным перемещением и вращательным движением отдельных объемов жидкости.

Число Рейнольдса (Re) – безразмерная величина, характеризующая отношение инерционных сил к силам вязкого трения в вязких жидкостях и газах. Число Рейнольдса также является одним из критериев подобия течения вязкой жидкости.

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](#).

Критерий подобия – безразмерная величина, составленная из размерных физических параметров, определяющих рассматриваемое физическое явление. Равенство всех однотипных критериев подобия для двух физических явлений и систем – необходимое и достаточное условие их физического подобия.

Число Рейнольдса определяется следующим соотношением:

$$\text{Re} = \frac{v \cdot d}{\nu}, \quad (1)$$

где v – средняя скорость движения жидкости, d – диаметр трубопровода, ν – кинематическая вязкость жидкости.

Для каждого вида течения существует критическое число Рейнольдса Re_{kp} , которое определяет переход от ламинарного течения к турбулентному.

При $\text{Re} < \text{Re}_{kp}$ течение происходит в ламинарном режиме, при $\text{Re} > \text{Re}_{kp}$ возможно возникновение турбулентности.

Критическое значение числа Рейнольдса зависит от конкретного вида течения (например, течение в круглой трубе, обтекание шара и т.п.), шероховатости стенок и др.

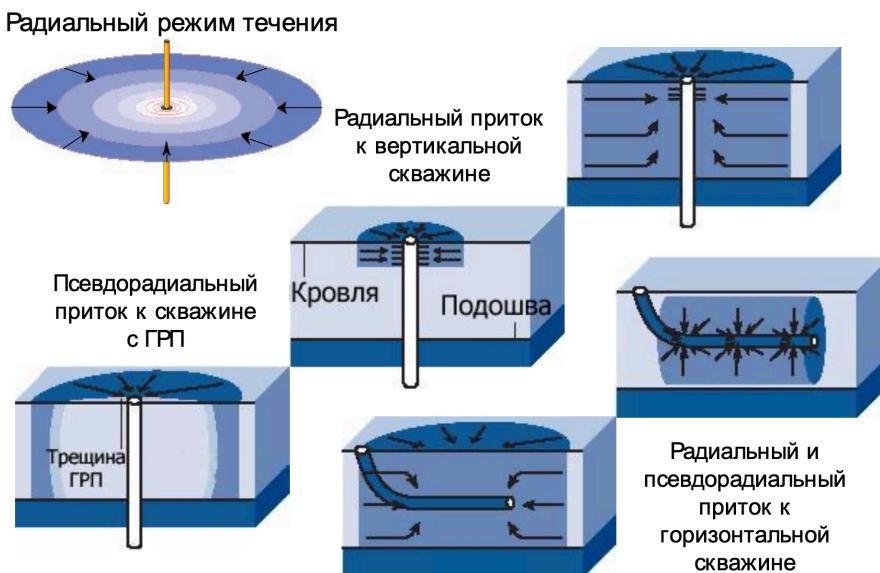
Режимы (часто встречающиеся паттерны) течения жидкости в пласте.

1) Радиальный режим течения.

Наиболее значимый режим с точки зрения интерпретации данных ГДИС. При радиальном режиме течения линии тока направлены к круговому цилинду радиусом r .

Для скважины, вскрывающей пласт на всю продуктивную толщину, радиус цилиндра равен радиусу скважины r_w . Для скважины, вскрывающей только часть продуктивной толщины, радиальный приток относится только к начальному периоду исследования и только для той части пласта, в которой линии тока направлены горизонтально к скважине.

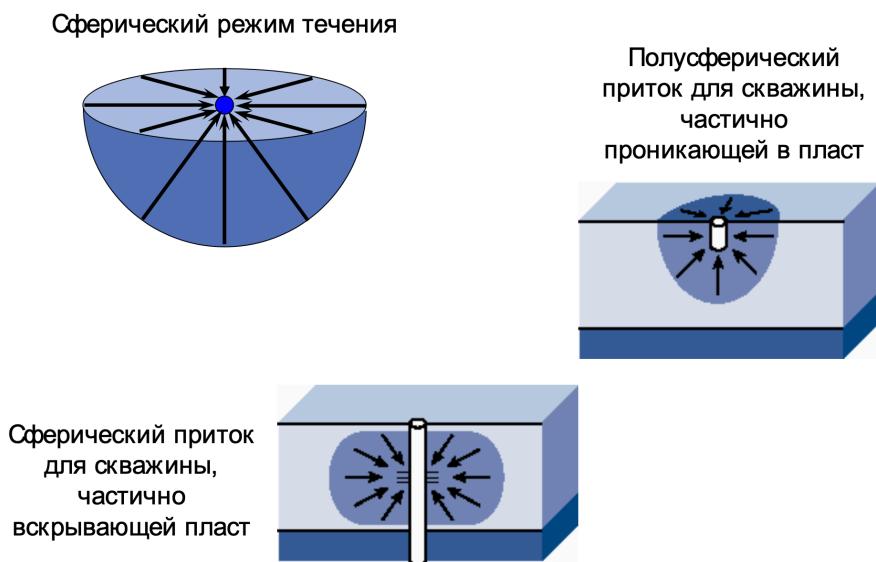
Для скважин с ГРП и горизонтальных скважин эффективный радиус для радиального притока значительно больше, чем r_w . Приток к горизонтальной скважине в начальный период теста также является радиальным в вертикальной плоскости, перпендикулярной к стволу скважины.



2) Сферический режим течения.

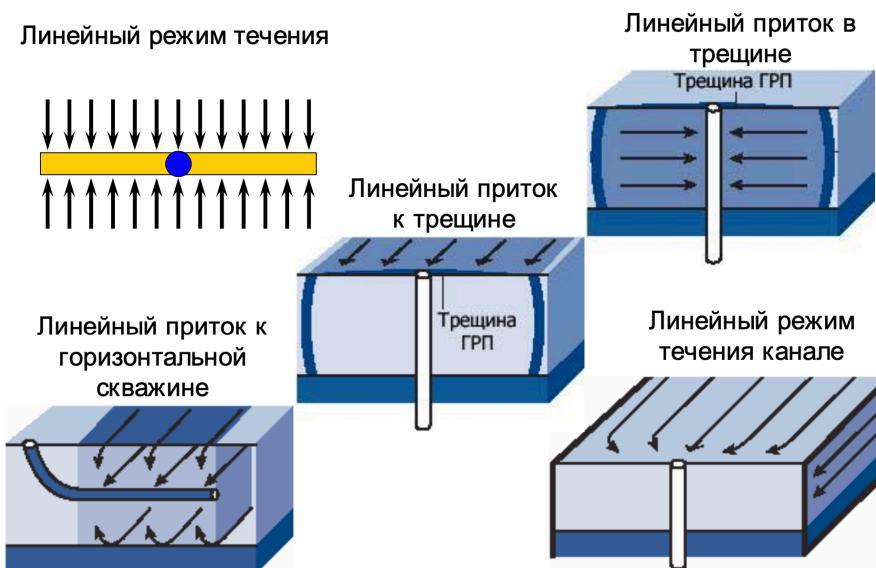
При сферическом режиме течения линии тока сходятся в одной точке.

Сферический или полусферический режим течения случается в скважинах, несовершенных по степени вскрытия (частичное вскрытие)



3) Линейный режим течения.

При линейном режиме течения линии тока строго параллельны.

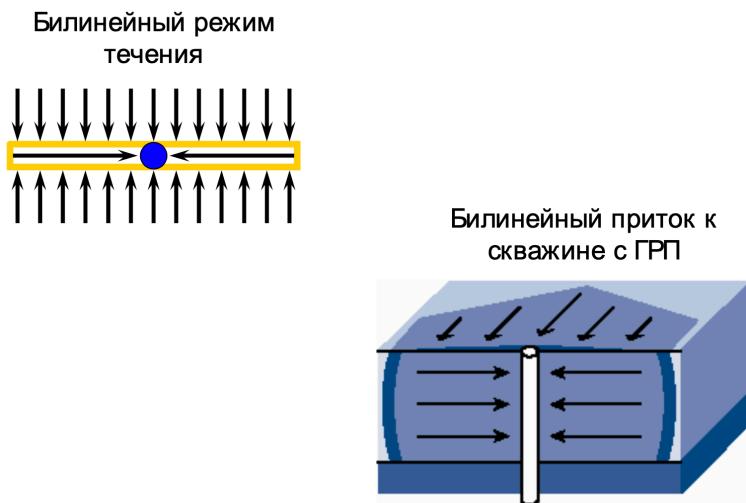


4) Билинейный режим течения.

Скважины с трещиной ГРП могут иногда выходить на билинейный режим течения, вместо или дополнительно к линейному режиму.

Билинейный режим течения возникает в результате: из-за перепада давления в самой трещине возникают параллельные линии тока, направленные к скважине; из-за перепада давления в пласте возникают параллельные линии тока, направленные из пласта к трещине.

Термин «билинейный режим течения» относится к случаю, когда существует одновременно два взаимно-перпендикулярных линейных течения.



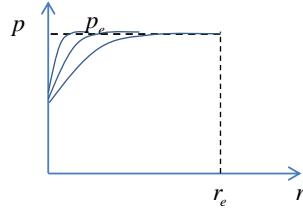
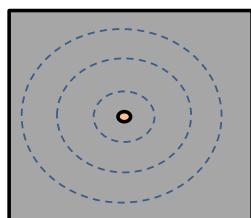
2 Какие режимы притока Вы знаете? Раскрыть суть каждого режима.

Режимы притока к скважине.

Режимы работы скважины в пласте

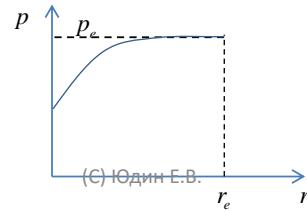
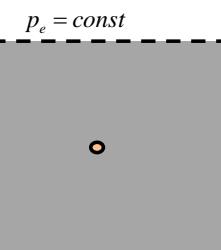
Неустановившийся режим:

- связан с расширением области дренирования скважины
- границы не оказывают влияния
- падение дебита скважины при заданном забойном давлении
- падение забойного давления при заданном дебите



Установившийся режим:

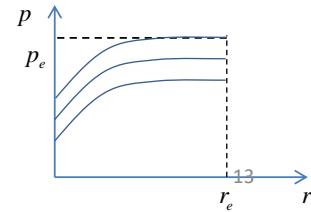
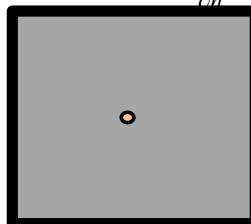
- наблюдается после переходного режима, который следует за неустановившимся, если в системе нет границ с поддержанием постоянного давления
- забойное давление стационарно
- профиль давления в пласте стационарен



Псевдоустановившийся режим:

- наблюдается после переходного режима, который следует за неустановившимся, если в системе нет границ с поддержанием постоянного давления при задании на скважине постоянного дебита
- Форма профиля давления неизменна
- Профиль давления в пласте движется параллельно и линейно по времени
- Добыча из разных участков пласта одинакова

$$\vec{u} = 0 \iff \frac{\partial p}{\partial n} = 0$$



1) **Неустановившийся** режим притока к скважине – давление и/или дебит изменяются во времени, т.е. случай, когда перераспределение давления ещё не достигло границ пласта и/или пока не проявляется влияние соседних скважин.

На неустановившемся режиме:

$$p = f(r, t) \quad (2)$$

2) **Установившийся** режим притока к скважине – распределение давления в пласте, забойные давления и дебиты постоянны во времени.

Данный тип притока возможен только при поддержании постоянного давления на границе пласта, т.е. при наличии большой газовой шапки, активной зонтурной области или в случае проведения мероприятий по поддержанию пластового давления.

На установившемся режиме:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0 \text{ и } p_e = \text{const} \quad (3)$$

3) **Псевдоустановившийся** режим притока к скважине – форма профиля давления постоянна во времени (профиль давления в пласте движется параллельно и линейно по времени). Давление на границе снижается. Данный режим притока характерен для изолированных пластов с непроницаемыми границами.

На псевдоустановившемся режиме:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0 \text{ (при } r = r_e) \text{ и } \frac{\partial p}{\partial t} = \text{const} \quad (4)$$

ГДИС почти всегда выполняются на неустановившемся режиме притока, даже если и начинает проявляться влияние границ пласта.

Моделирование режимов притока к скважине доступно по ссылке: [GO TO МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ](#)

3 Что такое уравнение Дарси, как выводится уравнение в общем виде?

Уравнение Дарси (закон Дарси) – закон фильтрации жидкостей и газов в пористой среде.

Исторически закон был получен Анри Дарси экспериментально, но может быть получен с помощью осреднения уравнений Навье-Стокса, описывающих течение в масштабе пор (в настоящее время есть доказательства для пористых сред с периодической и случайной микроструктурой).

Уравнение Дарси выражает зависимость скорости фильтрации флюида от градиента напора:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}, \quad (5)$$

где q – расход ($\text{м}^3/\text{с}$), A – площадь (м^2), k – эффективная проницаемость ($\text{м}^2 \approx 10^{12} \text{ Д}$), μ – вязкость ($\text{Па}\cdot\text{с}$), p – давление (Па), x – расстояние вдоль направления фильтрации (м). В скобках указаны единицы измерения в СИ.

Первое упоминание. 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.

Закон Дарси в интегральной форме:

$$Q = -\frac{kA}{\mu L} \Delta p \quad (6)$$

Закон Дарси в дифференциальной форме:

$$dp = -\frac{q}{A} \frac{\mu}{k} dx \quad (7)$$

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

Область применимости закона Дарси. Закон Дарси применим для фильтрации жидкостей, подчиняющихся закону вязкого трения Ньютона (закону Навье-Стокса).

Для фильтрации неニュтоновских жидкостей (например, некоторых нефей) 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).

4 Вывод уравнения Дарси для линейного течения

Проинтегрируем закон Дарси (7), записанный в дифференциальной форме, по участку вдоль направления фильтрации:

$$\int_{p_1}^{p_2} dp = \int_0^L -\frac{q}{A} \frac{\mu}{k} dx \quad (8)$$

$$p_2 - p_1 = -\frac{q}{A} \frac{\mu}{k} L \quad (9)$$

Получаем уравнение Дарси для линейного течения (линейный закон фильтрации Дарси):

$$q = \frac{k A}{\mu L} (p_1 - p_2) \quad (10)$$

5 Вывод уравнения Дарси для радиального течения

Проинтегрируем закон Дарси (7), записанный в дифференциальной форме, по кольцевому участку пласта вдоль направления фильтрации (вдоль радиуса при радиальном режиме притока):

$$\int_{p_w}^{p_e} dp = \int_{r_w}^{r_e} \frac{q\mu}{2\pi kh} \frac{dr}{r} \quad (11)$$

(здесь учтено, что в рассматриваемом случае площадь $A = 2\pi r h$ – площадь боковой поверхности цилиндра)

$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (12)$$

Получаем уравнение Дарси для радиального течения:

$$q = \frac{2\pi kh (p_e - p_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (13)$$

6 Раскрыть суть уравнения Дарси-Дюпюи, как выводится уравнение? Как получен коэффициент в формуле Дарси-Дюпюи, равный 18.41?

Приравняв значение потоковой скорости $\frac{Q}{2\pi rh}$, найденное из цилиндрической геометрии пласта, к значению $\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$, найденному из закона Дарси, получим дифференциальное уравнение радиального притока флюида к скважине.

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

$$\frac{Q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \Rightarrow \frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dp \Rightarrow Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (14)$$

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

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (15)$$

Т.е. коэффициент 18.41 появляется при записи формулы Дюпюи в промысловых единицах измерения.

Как найти этот коэффициент?

Зададим значения параметров:

- $k = 1 \text{ м}^2 = 10^{12} \text{ Дарси} \approx 10^{15} \text{ мДарси}$
- $h = 1 \text{ м}$
- $\mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с} = 10 \text{ Пуаз} = 10^3 \text{ сПуаз}$
- $P_e - P_w = 1 \text{ Па} \approx 10^{-5} \text{ атм}$
- $r_e = e \text{ м}$
- $r_w = 1 \text{ м}$

Приравняем формулы в СИ и в промысловых единицах (с неизвестным коэффициентом пересчёта α) при заданных значениях параметров (учитывая, что в СИ получаем результат в $\text{м}^3/\text{с}$, а в промысловых единицах – в $\text{м}^3/\text{сут}$):

$$86400 \cdot \underbrace{\frac{2 \cdot 3.141593 \cdot 1 \cdot 1}{1}}_{\text{в СИ}} \cdot \frac{1}{1} \approx \underbrace{\frac{10^{15} \cdot 1}{\alpha \cdot 10^3}}_{\text{в промысловых единицах}} \cdot \frac{10^{-5}}{1} \quad (16)$$

Тогда

$$\alpha \approx \frac{10^7}{86400 \cdot 2 \cdot 3.141593} \approx 18.42 \quad (17)$$

Получили небольшое отклонение во втором знаке после запятой, так как на самом деле $1 \text{ атм} = 101325 \text{ Па}$ (а не 10^5 Па) и $1 \text{ Дарси} = 1.02 \text{ мкм}^2$ (а не 1 мкм^2).

7 Раскрыть суть уравнения пьезопроводности, как выводится уравнение пьезопроводности для «неупругого пласта»? Что такое коэффициент пьезопроводности?

Уравнение пьезопроводности – основное уравнение гидродинамики, с помощью которого описывается процесс фильтрации жидкости в пористых средах.

Уравнение пьезопроводности строится на трёх уравнениях: на уравнении неразрывности потока (т.е. уравнении переноса массы, записанном в дифференциальной форме), на законе Дарси и на соотношении для сжимаемости флюида.

Набор исходных уравнений для вывода уравнения пьезопроводности:

- неразрывность потока

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = q_f(\mathbf{x}), \quad (18)$$

где ρ_f – истинная плотность флюида; φ – пористость; \mathbf{v}_f – истинная скорость флюида; $q_f(\mathbf{x})$ – источниковое слагаемое

- закон Дарси

$$\mathbf{W} = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p, \quad (19)$$

где $\mathbf{W} = \varphi (\mathbf{v}_f - \mathbf{v}_s)$ – потоковая скорость флюида; k – проницаемость пластика; μ_f – вязкость флюида; ∇p – градиент давления

- соотношение на сжимаемость флюида

$$p - p_0 = K_f \frac{\rho_f - \rho_f^0}{\rho_f^0}, \quad (20)$$

где K_f – объёмный модуль упругости флюида (величина, обратная коэффициенту сжимаемости)

Вывод уравнения пьезопроводности в векторной форме (быстрый, но не совсем строгий вывод)

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 это выражение в закон Дарси (19), получаем:

$$\varphi \mathbf{v}_f = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p \quad (21)$$

Условие сжимаемости флюида (20) перепишем в дифференциальной форме:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{K_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \rho_f}{\partial t} \quad (22)$$

Учитывая предположение о неподвижности скелета, перепишем уравнение неразрывности потока:

$$\varphi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = q_f(\mathbf{x}) \quad (23)$$

Подставляя (21) и (22) в (23), при отсутствии источникового слагаемого ($q_f(\mathbf{x}) = 0$) получаем:

$$\varphi \frac{\rho_f^0}{K_f} \frac{\partial p}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\rho_f \frac{k}{\mu_f} \nabla p \right) = 0 \quad (24)$$

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

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k K_f}{\mu_f \varphi} \nabla^2 p \quad (25)$$

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

Введя коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = \frac{k K_f}{\mu_f \varphi} = \frac{k}{\mu_f c_f}, \quad (26)$$

где $c_f = \varphi / K_f$ – сжимаемость флюида, можем переписать уравнение пьезопроводности в следующем виде:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \nabla^2 p \quad (27)$$

Коэффициент пьезопроводности пласта κ – коэффициент, характеризующий темпы распределения пластового давления в условиях упругого режима, равный отношению эффективной проницаемости пласта (для данной пластовой жидкости) к произведению вязкости жидкости и её сжимаемости.

Вывод уравнения пьезопроводности в покомпонентной форме с обезразмериванием (от Шеля Е.В.)

Запишем ЗСМ для флюида:

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

Закон Дарси в «школьной» форме:

$$Q = -\frac{\Delta p}{L} \frac{k}{\mu} S \quad (29)$$

Закон Дарси в дифференциальной форме:

$$W_i = -\frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p, \quad (30)$$

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:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \partial_i (\rho_f \varphi v_i^f) = 0 \quad (31)$$

Подставляя (30) в (31), получаем:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} - \partial_i \left(\rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \right) = 0 \quad (32)$$

Замыкающее соотношение (связь плотности флюида и давления):

$$\rho_f = \rho_f^0 (1 + c_f (p - p_0)), \quad (33)$$

где c_f – сжимаемость флюида (1/Па).

Замыкающее соотношение (связь пористости и давления):

$$\varphi = \varphi^0 + c_n (p - p_0), \quad (34)$$

где c_n – сжимаемость пор (сжимаемость порового пространства; не равно сжимаемости породы).

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (33):

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} = c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \quad (35)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (33):

$$\partial_i \rho_f = c_f \rho_f^0 \partial_i p \quad (36)$$

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (34):

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = c_n \frac{\partial p}{\partial t} \quad (37)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (34):

$$\partial_i \varphi = c_n \partial_i p \quad (38)$$

Раскрывая производные произведений в (32), получаем:

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} \varphi + \rho_f \frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \partial_i \rho_f - \rho_f \partial_j p \partial_i \left(\frac{k_{ij}}{\mu} \right) - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \quad (39)$$

Подставляя (35), (36), (37) и (38) в (39), получаем:

$$\begin{aligned} c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \varphi + \rho_f c_{\pi} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p c_f \rho_f^0 \partial_i p - \frac{\rho_f}{\mu} \partial_j p \partial_i k_{ij} + \\ + \rho_f \partial_j p k_{ij} \frac{\partial \mu}{\partial p} \frac{1}{\mu^2} \partial_i p - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \quad (40) \end{aligned}$$

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 Струхала, 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:

$$p = \tilde{p} \cdot p_0, \quad (41)$$

где p_0 – пластовое давление.

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

$$\vec{r} = \tilde{r} \cdot L, \quad (42)$$

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

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

$$k_{ij} = \tilde{k}_{ij} \cdot k_0, \quad (43)$$

где k_0 – некая характерная проницаемость.

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

$$\mu = \tilde{\mu} \cdot \mu_0, \quad (44)$$

где μ_0 – некая характерная вязкость.

Все безразмерные функции (с волнной) порядка единицы.

Перепишем (40) в введённых безразмерных величинах, разделив обе части этого уравнения на ρ_f^0 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_{\pi} \right) - \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0^2}{L^2} c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0}{L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{p_0}{L^2} \frac{k_0}{\mu_0} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{k}_{ij} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0}{L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \quad (45) \end{aligned}$$

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:

$$\begin{aligned} \frac{\mu_0 L^2}{k_0 p_0} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \left(\varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_{\text{n}} \right) - p_0 c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{k}_{ij} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \quad (46) \end{aligned}$$

Сделаем 3 важных приближения:

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

Тогда уравнение (46) перепишется в следующем виде (убрали слагаемые с пренебрежимо малыми множителями в рамках сделанных приближений и вернулись от безразмерных функций с волной к обычным функциям):

$$\frac{\partial p}{\partial t} \underbrace{(\varphi c_f + c_{\text{n}})}_{c_t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (47)$$

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

Получаем классическое уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu c_t} \partial_i \partial_j p = 0, \quad (48)$$

где c_t – это полная сжимаемость.

Замечание. Но есть литература, в которой $c_t = c_f + \frac{c_{\text{n}}}{\varphi} = c_f + c_{\text{n}, \text{норм}}$ (где $c_{\text{n}, \text{норм}}$ – сжимаемость пор, нормированная на пористость), тогда уравнение пьезопроводности будет выглядеть так:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu \varphi c_t} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (49)$$

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

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \delta_{ij} \partial_i \partial_j p = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \Delta p = 0 \quad (50)$$

(получили всем известный вид уравнения пьезопроводности).

8 Вывод уравнения пьезопроводности для «упругого пластика».

Для **упругого изотропного пластика** можем записать известные соотношения пороупругости:

- на тензор полных напряжений

$$\mathbf{T} = \sigma^0 \mathbf{I} + (\lambda I_1(\boldsymbol{\varepsilon}) - b \Delta p) \mathbf{I} + 2\mu \boldsymbol{\varepsilon}, \quad (51)$$

где \mathbf{T} – тензор полных напряжений; \mathbf{I} – единичный тензор; $\boldsymbol{\varepsilon}$ – тензор полных деформаций; $\lambda = K - 2G/3$ и $\mu = G$ – константы (параметры) Ляме; K – модуль всестороннего сжатия; G – модуль сдвига; $I_1(\boldsymbol{\varepsilon})$ – след тензора полных деформаций; b – константа Био; Δp – изменение давления; σ^0 – начальное напряжение

- на пористость

$$\varphi = \varphi_0 + b I_1(\boldsymbol{\varepsilon}) + \frac{1}{N} \Delta p, \quad (52)$$

где φ_0 – начальная пористость; b – константа Био; $I_1(\boldsymbol{\varepsilon})$ – след тензора полных деформаций; N – модуль Био; Δp – изменение давления.

- условие равновесия

$$\nabla \cdot \mathbf{T} = 0 \quad (53)$$

Для **флюида** запишем:

- закон Дарси

$$\mathbf{W} = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p, \quad (54)$$

где $\mathbf{W} = \varphi (\mathbf{v}_f - \mathbf{v}_s)$; k – проницаемость пластика; μ_f – вязкость флюида; ∇p – градиент давления

- соотношение на сжимаемость флюида

$$p - p_0 = K_f \frac{\rho_f - \rho_f^0}{\rho_f^0}, \quad (55)$$

где $\frac{1}{K_f}$ – сжимаемость флюида (K_f – объёмный модуль упругости флюида)

- уравнение неразрывности потока при отсутствии источникового слагаемого (уравнение переноса массы, записанное в дифференциальной форме):

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = 0 \quad (56)$$

Из **уравнения неразрывности** получаем:

$$\varphi_0 \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial \varphi}{\partial t} + \rho_0 \nabla \cdot \mathbf{W} + \rho_0 \varphi_0 \frac{\partial I_1(\boldsymbol{\varepsilon})}{\partial t} = 0, \quad (57)$$

где

$$\frac{\partial I_1(\boldsymbol{\varepsilon})}{\partial t} \equiv \nabla \cdot \mathbf{v}_s \quad (58)$$

А дальше через ряд свёрток и всяких операций получаем:

$$b \dot{I}_1(\boldsymbol{\varepsilon}) + \left(\frac{1}{N} + \frac{\varphi_0}{K_f} \right) \dot{p} = \frac{k}{\mu_f} \nabla^2 p \quad (59)$$

В осесимметричном случае при условии отсутствия деформации на бесконечности получаем:

$$\dot{p} = a \nabla^2 p, \quad (60)$$

где

$$a = \frac{kM}{\mu_f} \text{ и } M = \frac{b(b+\varphi)}{\lambda+2\mu} + \frac{1}{N} + \frac{\varphi}{K_f} \quad (61)$$

9 Опишите основные уравнения для моделирования фильтрации потока.

Закон фильтрации

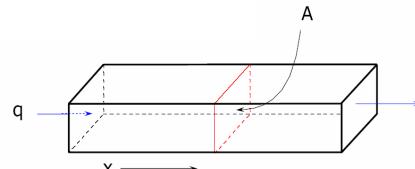


Генри Дарси
(Henry Philibert Gaspard Darcy)
(1803-1858)
французский гидролог

Генри Дарси исследовал течение воды через пористую среду для строительства питьевых фонтанов г. Дижона. В 1856 году он сформулировал закон: «Расход воды прямо пропорционален площади и градиенту давления и обратно пропорционален длине участка»

$$q = \frac{KA \cdot \Delta p}{L} \quad \rightarrow \quad \vec{u} = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad}(p)$$

q – расход жидкости, м³/сек
 K – проводимость, м·сек⁻¹
 A – площадь, перпендикулярная потоку, м²
 L – длина участка, м
 Δp – изменение напора по длине участка L , м



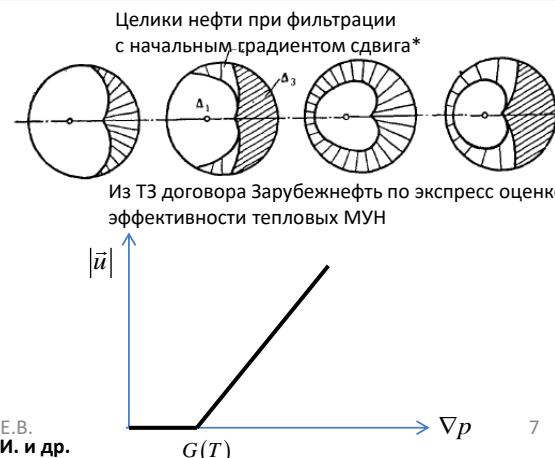
Другие виды зависимости:

$$\nabla p = -f(|\vec{u}|) \frac{\vec{u}}{|\vec{u}|} \quad \text{общий вид}$$

$$-\nabla p = \frac{\mu}{k} \vec{u} + C \rho \vec{u} |\vec{u}| \quad \text{двуучленный закон фильтрации}$$

$$\vec{u} = \begin{cases} \frac{k}{\mu} \left(\nabla p - G \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \right), & |\nabla p| > G \\ 0, & |\nabla p| < G \end{cases} \quad \text{фильтрация с начальным градиентом давления}$$

(*) Движение жидкостей и газов в природных пластах. Баренблatt Г.И. и др.



Закон Дарси – основной закон фильтрации жидкостей и газов в пористой среде.

Откуда появляются другие виды закона фильтрации?

На самом деле теоретически можем вывести закон фильтрации как разложение тензора диссипативных напряжений. И дальше необходимое количество слагаемых в этом разложении.

При больших скоростях зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации нелинейна (хорошее совпадение с экспериментальными данными даёт квадратичная зависимость – закон фильтрации Форхгеймера).

Выражение для фильтрации с начальным градиентом давления задаёт порог давления, ниже которого жидкость не течёт. В основном используется для существенно вязкопластичных жидкостей (например, битумов).

Из закона Дарси, уравнения неразрывности и соотношения на сжимаемость флюида можем получить основное уравнение для моделирования фильтрации потока (уравнение пьезопроводности).

Уравнение пьезопроводности

Закон Дарси

$$u_r = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}$$

Уравнение неразрывности

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho u_r)}{\partial r} = -\phi \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Уравнение состояния

$$c_o = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Уравнение
пьезопроводности

где p – пластовое давление;

r – радиальное расстояние от точки наблюдения до скважины;

t – время;

$\eta = k / \phi \mu c_t$ – коэффициент пьезопроводности;

k – проницаемость;

ϕ – пористость;

μ – вязкость;

c_t – общая сжимаемость системы

Уравнение пьезопроводности – основное уравнение для моделирования фильтрации потока.

Коэффициент пьезопроводности пласта – коэффициент, характеризующий темпы распределения пластового давления в условиях упругого режима, равный отношению эффективной проницаемости пласта (для данной пластовой жидкости) к произведению вязкости жидкости и её сжимаемости.

10 Приведите примеры прямых и обратных задач уравнения пьезопроводности.

Прямые задачи уравнения пьезопроводности: при известных параметрах пласта, начальных и граничных условиях найти искомую функцию (зависимость давления от координаты и времени).

Примеры прямых задач уравнения пьезопроводности.

Начально-краевая задача для уравнения пьезопроводности в случае радиального притока к скважине и поддержания постоянного давления на внешней границе пласта (условие Дирихле):

$$\begin{cases} \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial r^2} \\ p(r, 0) = p_0, r \in (r_w, r_e] \\ p(r_w, t) = p_w \\ p(r_e, t) = p_e \end{cases} \quad (62)$$

(описывает неустановившийся и установившийся режимы)

Начально-краевая задача для уравнения пьезопроводности в случае радиального притока к скважине и отсутствия перетока на внешней границе пласта (условие Неймана):

$$\begin{cases} \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial r^2} \\ p(r, 0) = p_0, r \in (r_w, r_e] \\ p(r_w, t) = p_w \\ \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0 \end{cases} \quad (63)$$

(описывает неустановившийся и псевдоустановившийся режимы)

Пример решения прямых задач уравнения пьезопроводности доступен по ссылке [GO TO МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ](#)

Обратные задачи уравнения пьезопроводности: при проведении ГДИС уже знаем распределения давлений, начальные и граничные условия; требуется уточнить значения параметров пласта (например, проницаемость).

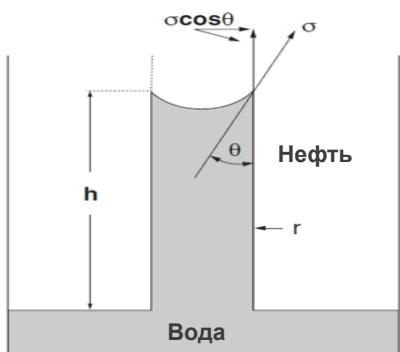
11 Что такое капиллярное давление? Нарисовать кривую капиллярного давления от глубины. Нарисовать кривую капиллярного давления от насыщенности.

Капиллярное давление

Капиллярное давление

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

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



Сила, действующая вниз

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

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

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

Рисунок взят из [5]

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

Из-за смачивания возникает капиллярное давление, т.е. разница между давлениями смачивающей и несмачивающей фаз на границе их раздела.

Если представить себе гидрофильный капилляр, то вода стремится по нему растечься и бесконечно бы растекалась по нему, но действует сила гравитации, препятствующая растеканию воды по капилляру. Сила тяжести и капиллярные силы балансируют.

Запишем баланс: сила гравитации обуславливается разницей давлений столба жидкости, а сила действующая вверх обуславливается поверхностным натяжением.

Из баланса получаем капиллярное давление. Эту формулу необходимо запомнить или уметь вывести.

Чем больше радиус капилляра, тем меньше капиллярное давление и на меньшую высоту поднимется вода от уровня равновесия (зеркала свободной воды – дальше на слайдах про него расскажем) до уровня равновесия с нефтью. Т.е. переходная зона (уровень поднятия воды в капилляре) будет зависеть от размера капилляра.

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.

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

нелинейную фильтрацию (могут ли капиллярные эффекты оказать существенное влияние на нелинейную фильтрацию)!

Капиллярное давление

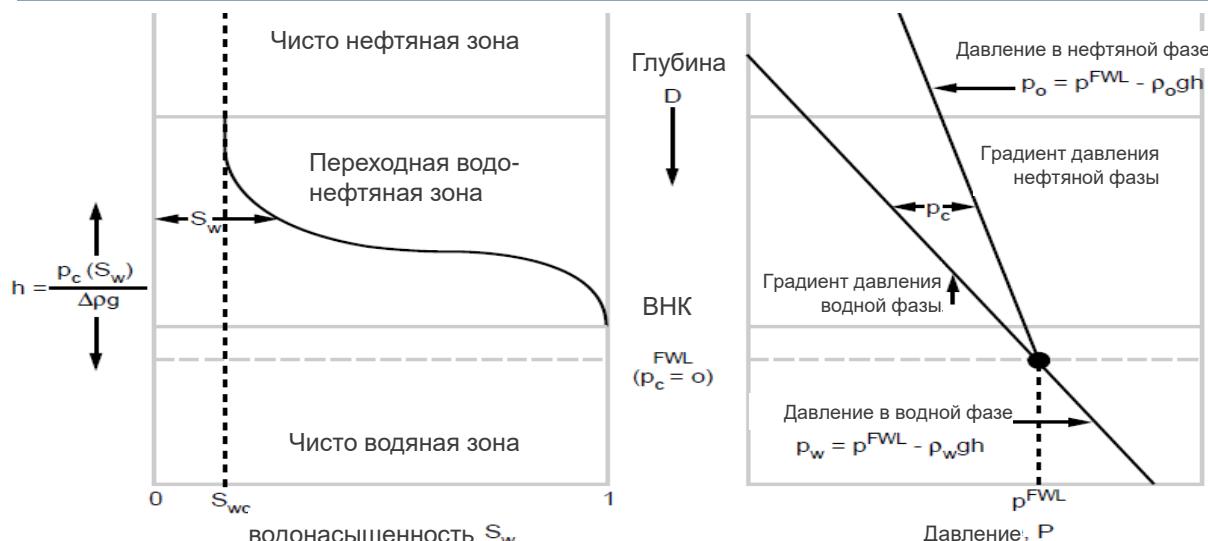


Рисунок взят из [5]

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

Если нарисовать график капиллярного давления (здесь по оси x откладывается водонасыщенность, а по оси y можно отложить высоту от уровня зеркала свободной воды).

Справа на слайде (зависимость капиллярного давления от глубины) показаны градиенты давления: давление $\rho_o gh$ для нефти и $\rho_w gh$ для воды; соответственно разница между ними – это капиллярное давление.

График строится так: сначала строится гидростатическое давление от глубины, затем от заданного зеркала свободной воды (жирная точка на графике) строится зависимость давления в нефтяной фазе; разница между давлениями в нефтяной и водяной фазах и есть искомое капиллярное давление.

Зеркало свободной воды = капиллярное давление равно нулю (пересекаются графики давления в нефтяной и водной фазах). От этого уровня считается высота подъёма воды h по капиллярам.

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

В гидродинамике для однозначности используют уровень зеркала свободной воды (уровень, где капиллярное давление равно нулю).

Капиллярное давление

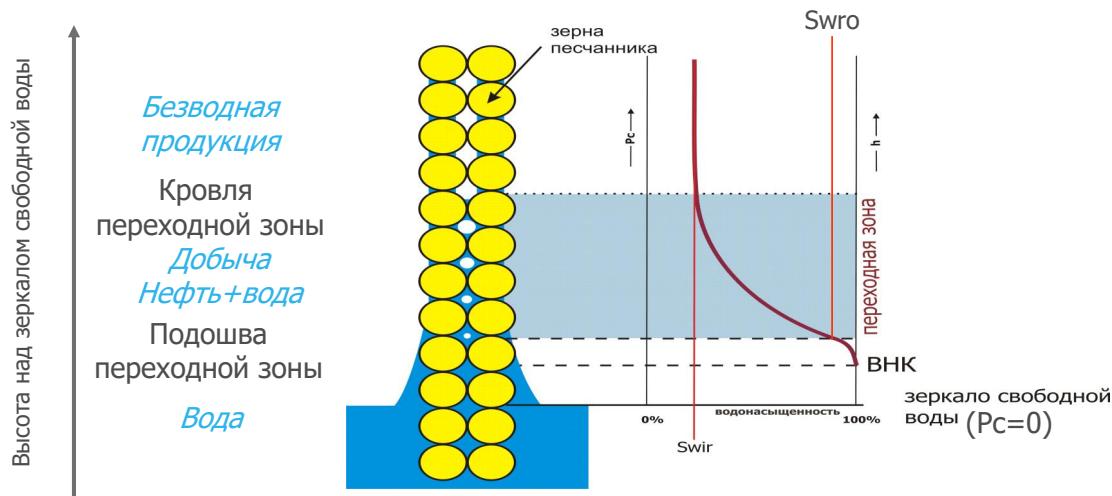


Рисунок взят из [5]

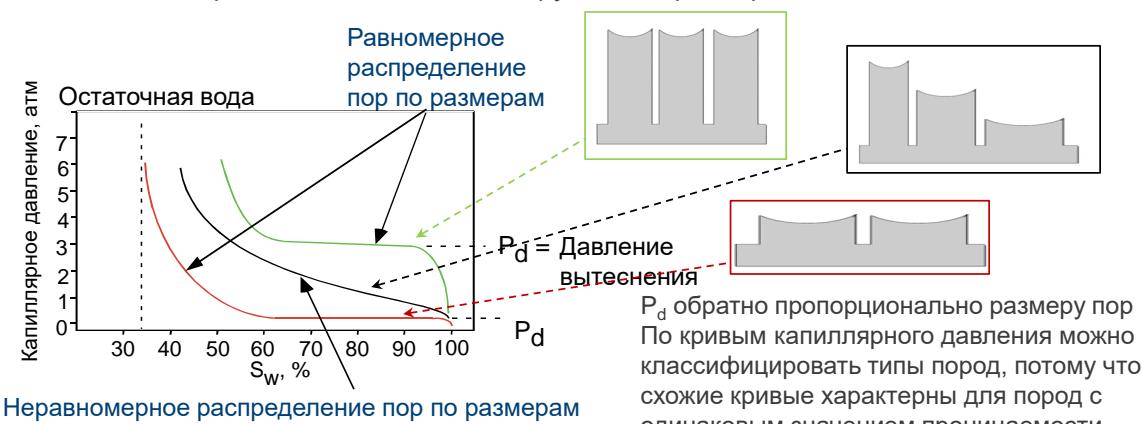
70

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

Как капиллярное давление влияет на добычу? Ниже ВНК и в подошве переходной зоны добывается только вода. В переходной зоне добывается и нефть, и вода. Когда капиллярка выходит на асимптоту, то это означает, что на этой глубине в пласте находится только связанная вода, т.е. будет идти добыча только нефти (безводной продукции).

Капиллярное давление

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



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

Рисунок взят из [5]

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

По виду капиллярной кривой можно судить об однородности коллектора и о размере пор. Если поры достаточно широкие, то капиллярное давление поднимет флюид на небольшую высоту от зеркала свободной воды.

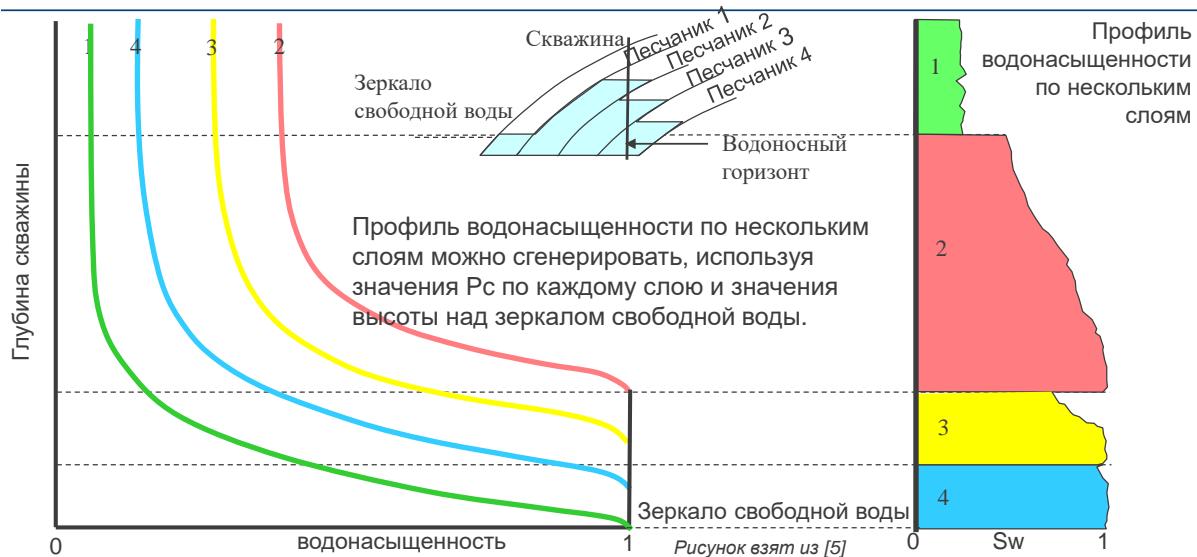
Для узких пор полка (практически постоянное значение на графике) по капиллярному давлению находится выше, чем для широких пор.

Для неоднородного коллектора нет полки по капиллярному давлению (плавный переход).

Т.е. по виду кривой капиллярного давления и по ступеньке на этой кривой можно судить о том, насколько пласт проницаемый или однородный/неоднородный по распределению пор по размерам.

Капиллярное давление для разных типов породы

Капиллярное давление для разных типов породы



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

Здесь ещё раз нарисованы 4 капиллярные кривые. Представим, что у нас есть 4 пропластка с разными свойствами (песчаники 1, 2, 3 и 4). Мы пробурили скважину и вскрыли эти 4 песчаника. Показано, на какую высоту в этих пропластках поднялась вода.

Вопрос: в каком из этих пропластков самые плохие свойства, т.е. самые тонкие капилляры?

Во втором песчанике мы видим, что вода поднялась на самый высокий уровень. Вспоминаем, что капиллярное давление (и соответственно уровень поднятия) обратно пропорционально радиусу капилляра. Т.е. во втором песчанике у нас самые тонкие поры. Следовательно, во втором песчанике самый худший коллектор (самые узкие поры).

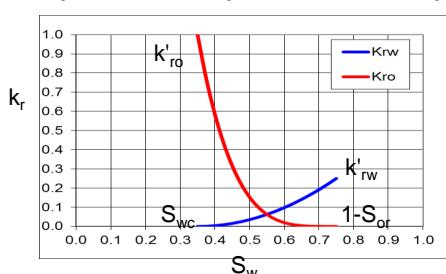
12 Что такое ОФП? Раскрыть суть ОФП. Привести примеры наиболее популярных корреляций для построения кривых относительных фазовых проницаемостей

ОФП

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

Эффективная проницаемость
Абсолютная проницаемость
Относительная проницаемость

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



Течение только нефти
10 см³/мин



1.5 см³/мин нефти + 0.5 см³/мин воды

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

Поверхностное натяжение (помимо капиллярного давления) приводит ещё к взаимному сопротивлению фильтрации нескольких флюидов.

Пример: у нас через образец только нефть течёт со скоростью 10 см³/мин, а при пропускании через образец 50% нефти и 50% воды нефть течёт с гораздо меньшей скоростью 1.5 см³/мин.

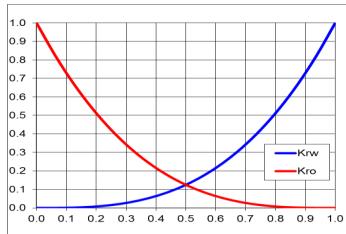
Это снижение проницаемости решили выражать некоторыми функциями, которые зависят от насыщенности, и эти функции называются относительными фазовыми проницаемостями.

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) по флюиду 1 в присутствии флюида 2 – это некий множитель (зависящий от насыщенности флюида 1) перед абсолютной проницаемостью, который позволяет найти эффективную проницаемость по флюиду 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 по воде будет составлять 5% от абсолютной проницаемости, а эффективная проницаемость по нефти будет составлять 15% от абсолютной проницаемости. Видим, что общий поток тоже снизится по сравнению с пропусканием только одного флюида через образец.

ОФП

Для аппроксимации результатов лаб.исследований используются корреляции Corey или LET



Корреляция Corey

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

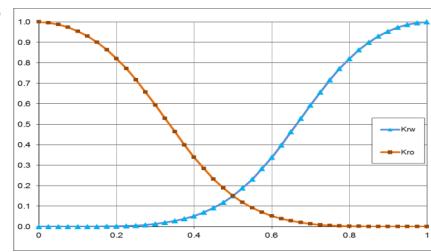
$$K_{rw}(S_w) = K_{rw}(S_{or}) \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{N_w}$$

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

После проведения лабораторных исследований ОФП их обычно аппроксимируют некоторыми функциями.

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

Наиболее популярные корреляции для построения кривых ОФП: корреляция Кори и корреляция LET. Фактически подбираются настроочные параметры корреляций с целью наилучшего согласования с лабораторными исследованиями.

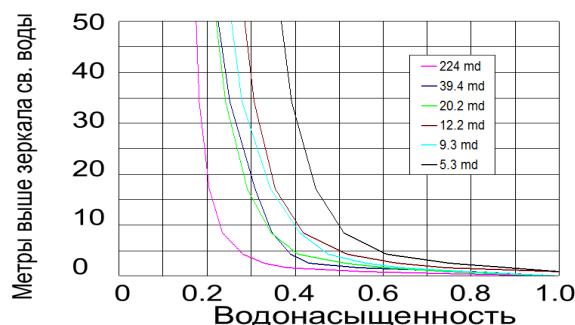
Корреляция LET (появилась 15-20 лет; имеет 3 настроочных параметра) позволяет лучше описать лабораторные исследования, т.к. у неё есть участки с разной выпуклостью/вогнутостью.

13 Что такое функция Леверетта? Раскройте суть функции Леверетта.

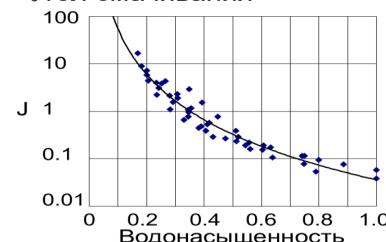
J-функция Леверетта

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

Когда у нас есть несколько капиллярных кривых, то нужно как-то их перенести в модель. Есть такая J-функция Леверетта, с помощью которой эти кривые можно нормализовать, осреднить и использовать дальше в расчёте. Что делается? Капиллярные кривые взвешиваются на $\sigma \cos \theta$ и на корень из отношения проницаемости и пористости.

$\sqrt{\frac{k}{\varphi}}$ характеризует извилистость поровых каналов. Коллекторы примерно с одним и тем же строением (с одной и той же извилистостью) будут иметь похожее поведение, поэтому взвешивание капиллярных кривых на эту величину позволяет нам кривые осреднить и отслеживать только их характеристику, связанную с описанием толщины каналов.

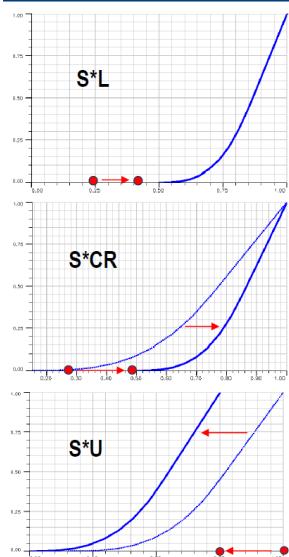
Рассчитываем значения J-функции Леверетта, и далее строим график в зависимости от водонасыщенности, подобный представленному справа: отмечаем подсчитанные точки и аппроксимируем их некой зависимостью (которую в дальнейшем будем использовать в расчётах ГДМ модели).

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 пласта или блока соответственно.

14 Чем отличается связанная и критическая водонасыщенность? На что повлияет, если мы переместим связанную водонасыщенность S^*L или максимальную водонасыщенность S^*U ? На что повлияет, если мы переместим критическую водонасыщенность S^*CR ?

Связанная водонасыщенность влияет только на балансовые запасы и тип коллектора (гидрофильтрный или гидрофобный), а критическая водонасыщенность влияет дополнительно на подвижность фазы в переходной зоне и скорость продвижения фронта вытеснения.

Масштабирование ОФП



Изменение S^*L или S^*U :

- Балансовые запасы
- Тип коллектора

Изменение S^*CR :

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

По материалам Schlumberger

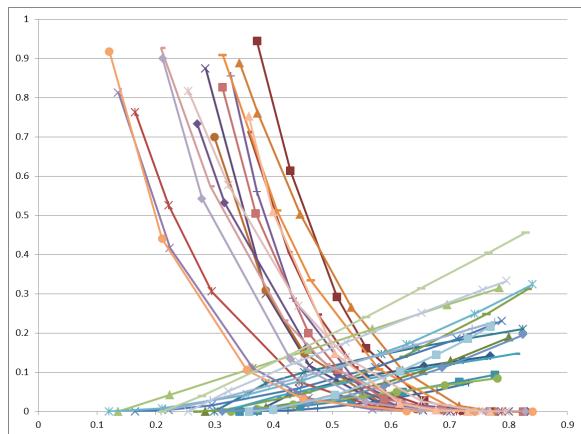
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 89

15 Что такое масштабирование ОФП? Зачем нужно нормировать ОФП?

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 ост.насыщенностей и концевых точек от ФЕС
4. Рассчитать кубы ост.насыщенностей и концевых точек от ФЕС в модели
5. Задать средние кривые ОФП

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

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

Нормировать ОФП необходимо для того, чтобы привести их к единым диапазонам; после нормализации ОФП будут отличаться только выпуклостью и их можно будет аппроксимировать, подбрав степень кривизны корреляций Кори или LET (найти среднюю кривую).

Для остаточных насыщенностей и концевых точек ОФП необходимо найти корреляции со свойствами образца (с пористостью или проницаемостью).

Это необходимо, чтобы симулятор масштабировал кривые ОФП в каждой ячейке модели в зависимости от свойств этой ячейки.

Масштабирование ОФП позволяет задать более точные кривые ОФП для каждой ячейки модели (в зависимости от свойств ячейки), если у нас есть несколько (большое количество) исследований на керне.

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

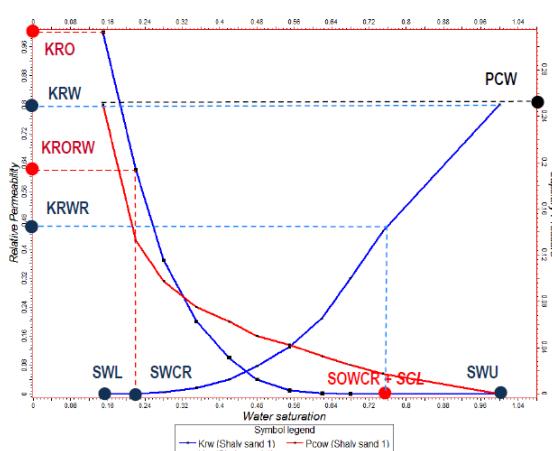
Таким образом, получается, что ОФП в каждой ячейке модели зависят от других ее свойств

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

Двухточечное и трёхточечное масштабирования отличаются по тому, используется ли критическая насыщенность по противоположной фазе для того, чтобы масштабировать кривые: при двухточечном масштабировании не используется, при трёхточечном масштабировании используется.

Концевые точки ОФП в системе нефть-вода

Концевые точки ОФП в системе нефть-вода



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

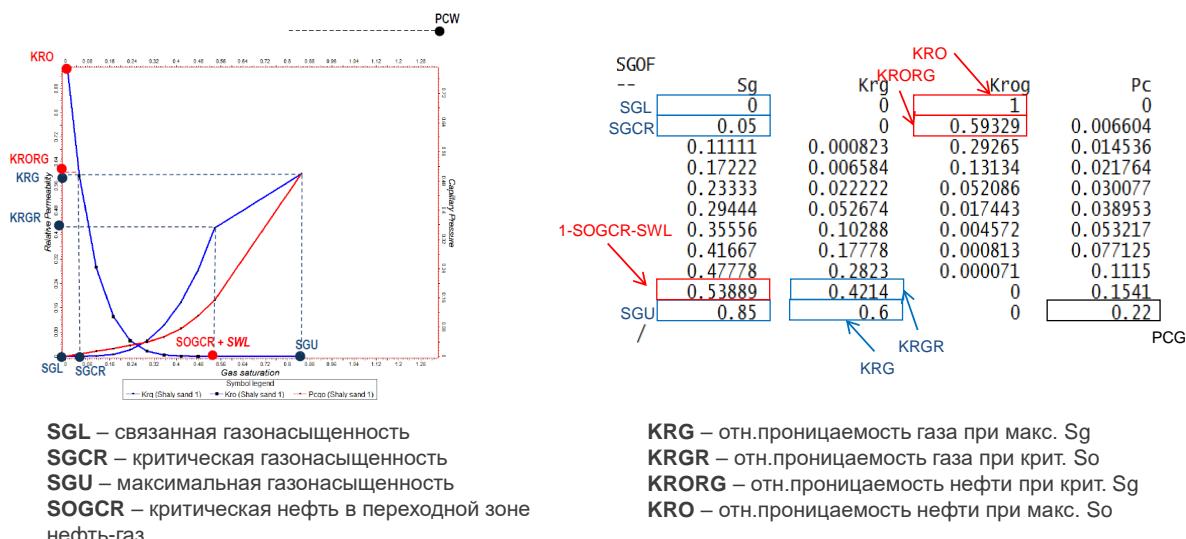
По материалам Schlumberger

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

SWL – связанный 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

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)

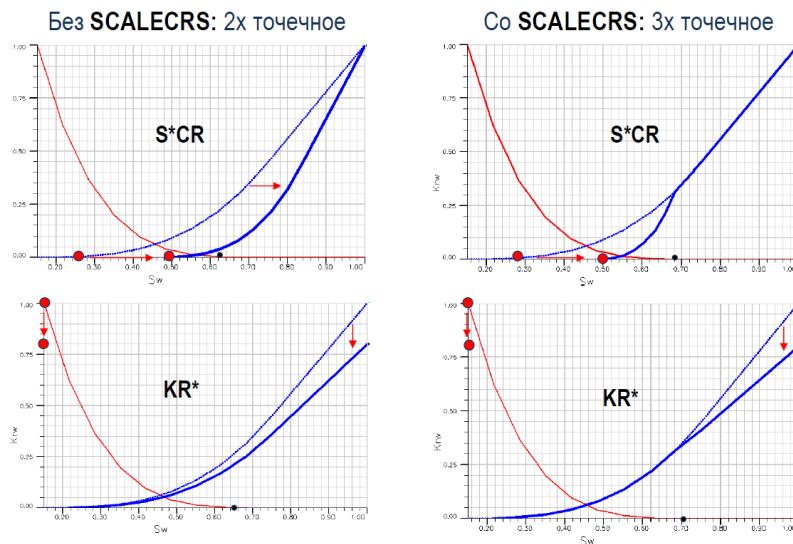
В водо-газовой модели	
k_{rw}	SWCR, (1-SGCR)
k_{rg}	SGCR, (1-SWCR) & SGU

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

По материалам Schlumberger

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

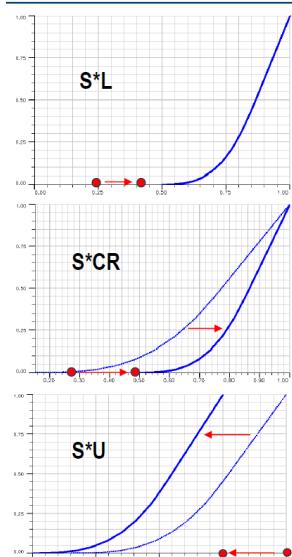
Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

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

Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

Изменение S^*L или S^*U :

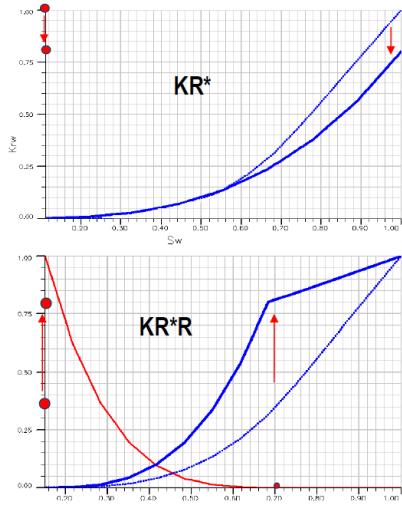
- Балансовые запасы
- Тип коллектора

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

По горизонтали (по насыщенности)

Масштабирование ОФП по горизонтали (по насыщенности) [6]

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

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

$SWCR \leq SW \leq SR$

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

$SR \leq SW \leq SWU$

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

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

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

Двухточечное:

[EQ 58.2]

Трехточечное:

[EQ 58.3]

[EQ 58.4]

[EQ 58.5]

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

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 $SR \leq SW \leq SWU$

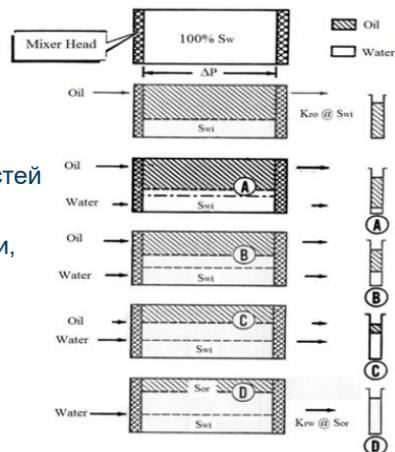
$$K_{rw}(S) = \text{KRWR} + \frac{(K_{rw}(S')(\text{table}) - K_{rw}(S_r)(\text{table}))}{(K_{rw \ max}(\text{table}) - K_{rw}(S_r)(\text{table}))} (\text{KRW} - \text{KRWR}) \quad [\text{EQ } 58.8]$$

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

16 Какие лабораторные исследования проводят для измерения ОФП? Опишите суть исследований.

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%

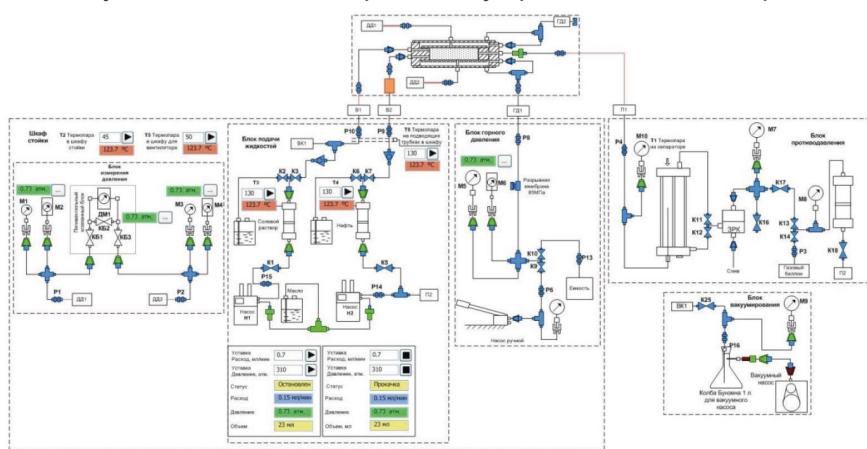


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 80

По стандартам все лабораторные исследования ОФП 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 (расчет по формуле Баклея-Леверетта), 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

На слайде представлены схема и фотография установки.

Далее представлены более подробные слайды о лабораторных методах определения про-

ниаемости.

Лабораторные методы определения проницаемости

Проницаемость породы определяется при фильтрации флюидов через керн. Для оценки проницаемости пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости:

$$V = Q / F = K \Delta P / \mu L \quad K = Q \mu L / \Delta P F$$

V – скорость линейной фильтрации, (см/с)

Q – объемный расход флюида в единицу времени, (см³/с)

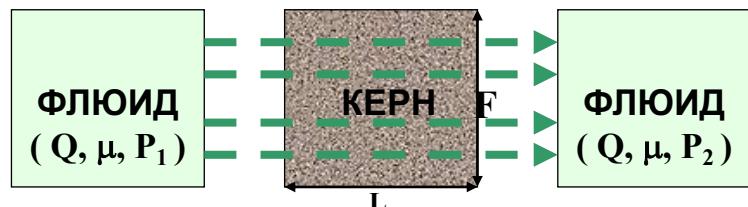
μ – вязкость флюида, (сП)

ΔP – перепад давления, (атм)

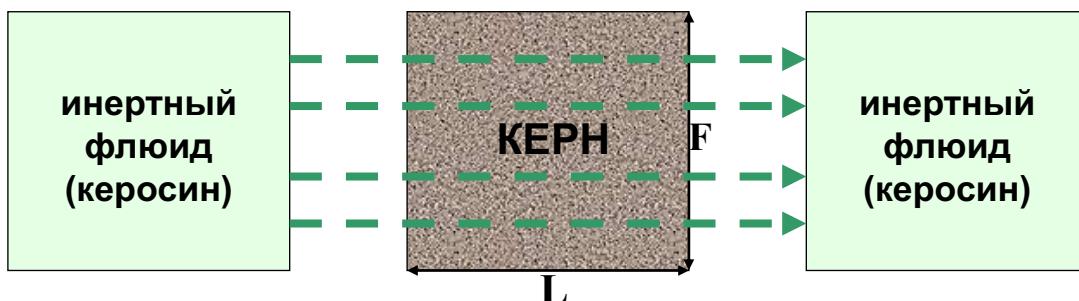
F – площадь фильтрации, (см²)

L – длина образца, (см)

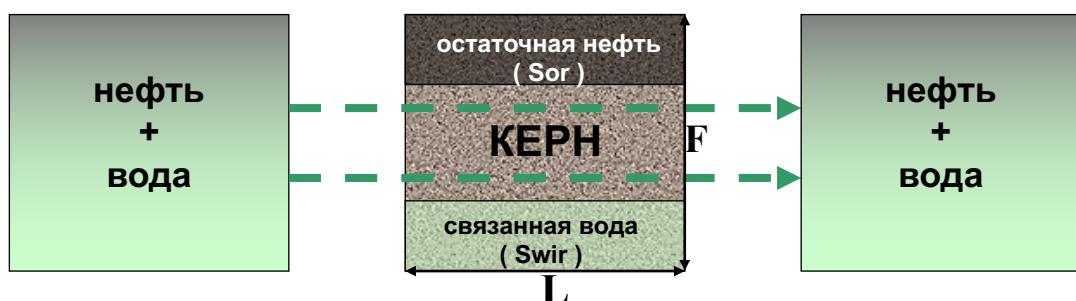
K – проницаемость, (мД).



Для определения АБСОЛЮТНОЙ проницаемости через экстрагированный (в породе отсутствуют связанные флюиды) керн фильтруется жидкость, инертная к породе (керосин).



Для определения ЭФФЕКТИВНОЙ проницаемости через керн совместно фильтруются нефть и вода. Определение эффективных проницаемостей проводится на нескольких режимах, но не менее пяти (0%, 25%, 50%, 75%, 100% воды в потоке).



Величины эффективных проницаемостей рассчитываются по формулам:

$$K_o = Q_o \mu_o L / \Delta P F \quad K_w = Q_w \mu_w L / \Delta P F,$$

где индекс «o» - нефть (oil), «w» - вода (water).

Эффективная проницаемость для каждой отдельной фазы, и сумма эффективных проницаемостей меньше, чем абсолютная проницаемость.

Пример : Определение абсолютной и эффективной проницаемостей.

Предположим керн насыщен на 100% и промывается водой. Данные по керну следующие:

$$F = 2.5 \text{ см}^2; L = 3.0 \text{ см}; Q_w = 0.6 \text{ см}^3/\text{с}; p = 2 \text{ кгс/см}^2; \mu_w = 1.0 \text{ сП}$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F = 0.6 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 360 \text{ мД}$$

Тот же керн насыщен 100% нефтью:

$$\mu_o = 2.7 \text{ сП}; Q_o = 0.222 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F = 0.222 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 360 \text{ мД}$$

Тот же керн с водонасыщенностью 70 % и нефтенасыщенностью 30 %

$$Q_o = 0.027 \text{ см}^3/\text{с}; Q_w = 0.48 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K_o = Q_o \mu_o L / \Delta P F = 0.027 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 44 \text{ мД}$$

$$K_w = Q_w \mu_w L / \Delta P F = 0.48 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 288 \text{ мД}$$

$$44 + 288 < 360$$

Относительная проницаемость указывает на способность нефти и воды одновременно течь в пористой среде.

Значения относительных проницаемостей для нефти и воды (K_{ro} , K_{rw}) рассчитывают как отношение соответствующих эффективных проницаемостей (K_o , K_w) к эффективной проницаемости по нефти, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой ($K_{o Swir}$).

$$K_{ro} = K_o / K_{o Swir}$$

$$K_{rw} = K_w / K_{o Swir}$$

Пример : Определение относительной проницаемости.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ (лабораторные исследования)			РАСЧЕТ		РЕЗУЛЬТАТ	
Sw	Kw (эффективная)	Ko (эффективная)	Kw / Ko(swir)	Ko / Ko(swir)	Krw	Kro
Swir = 0.375	0.0000000	9.8000000	0 / 9.8	9.8 / 9.8	0	1
0.4	0.0116845	8.4931484	0.01168454 / 9.8	8.49314844 / 9.8	0.0011923	0.8666478
0.5	0.2921253	4.2005446	0.29212526 / 9.8	4.2005446 / 9.8	0.0298087	0.428627
0.6	0.9464860	1.4036217	0.94648596 / 9.8	1.40362166 / 9.8	0.0965802	0.1432267
0.7	1.9747657	0.1023796	1.97476566 / 9.8	0.10237962 / 9.8	0.2015067	0.0104469
0.737	2.4500000	0.0000000	2.45 / 9.8	0 / 9.8	0.25	0

Для чего нужна относительная проницаемость?

Пример : Исходные данные по скважинам одного месторождения:

Скважина №1

Скважина №2

Скважина №3

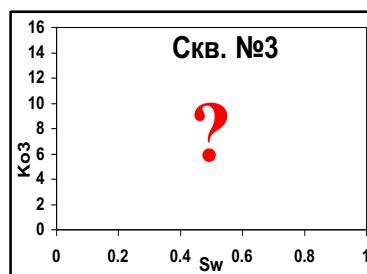
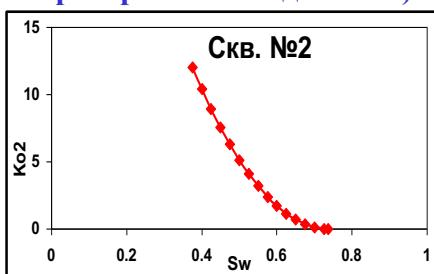
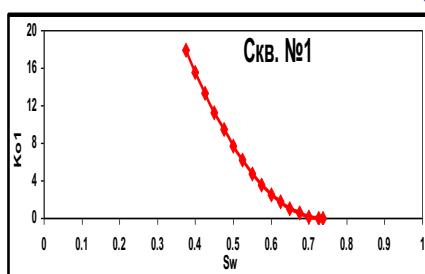
Эффективная проницаемость по нефти на момент открытия месторождения

$$K_{o1(\text{Swir})} = 18 \text{ мД.}$$

$$K_{o2(\text{Swir})} = 12 \text{ мД.}$$

$$K_{o3(\text{Swir})} = 16 \text{ мД.}$$

Зависимость эффективной проницаемости нефти от водонасыщенности
(лабораторные исследования)

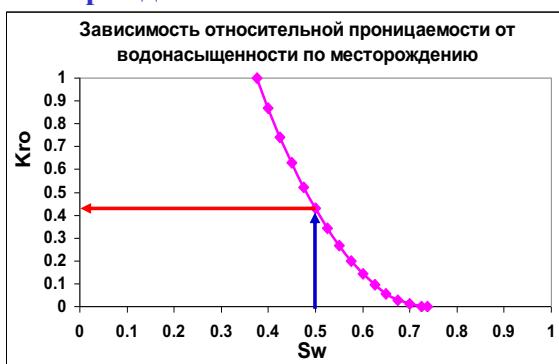


Определить эффективную проницаемость нефти по скважине №3 при достижении водонасыщенности 0.5 ?

Для чего нужна относительная проницаемость?

Решение примера :

Приведем ось проницаемости графиков по скважинам №1 и №2 к единой безразмерной шкале. Для этого, разделим соответствующие эффективные проницаемости (K_{o1} , K_{o2} , при Sw от 0 до 1) на значения эффективных проницаемостей при насыщенности связанной водой ($K_{o1\text{Swir}}=18 \text{ мД}$, $K_{o2\text{Swir}}=12 \text{ мД}$). По полученным результатам построим усредненную кривую, определяющую зависимость относительной проницаемости нефти от водонасыщенности для данного месторождения.

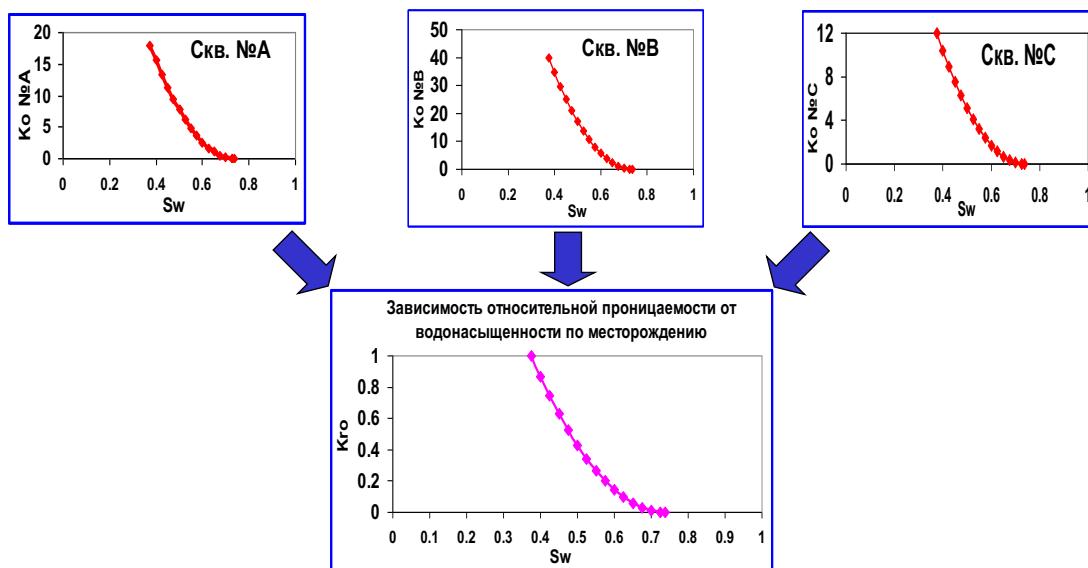


Относительная проницаемость нефти при водонасыщенности $Sw = 0.5$,
 $K_{ro(Sw=0.5)} = 0.43$

Эффективная проницаемость по скважине №3 при водонасыщенности 0.5,
 $K_{o3(Sw=0.5)} = K_{ro(Sw=0.5)} * K_{o3(\text{Swir})} = 0.43 * 16 = 6.88 \text{ мД.}$

Для чего нужна относительная проницаемость?

Использование относительной проницаемости позволяет унифицировать зависимости эффективной проницаемости от водонасыщенности, путем приведения к единой безразмерной шкале.

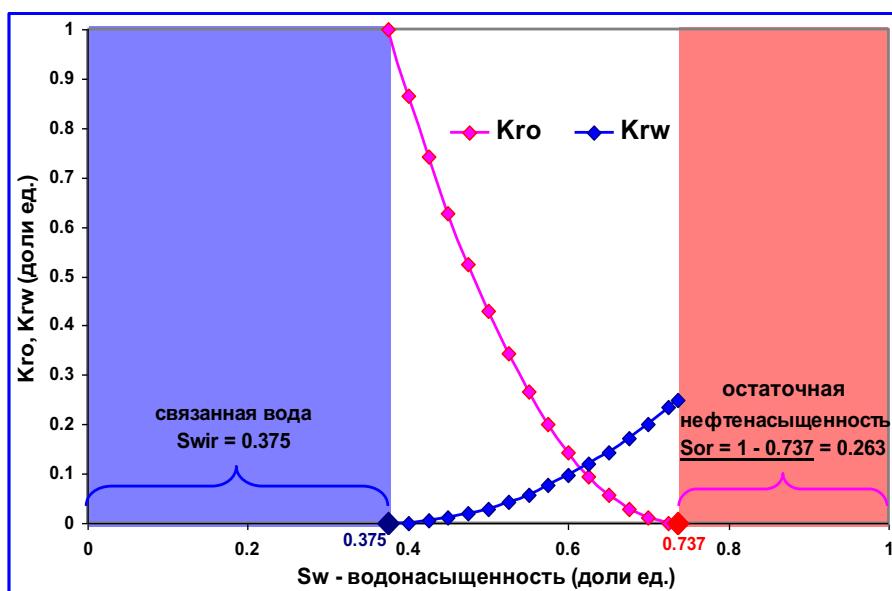


Поскольку эффективная проницаемость зависит от флюидонасыщения, относительная проницаемость также является функцией флюидонасыщенности.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{wir}} \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wir}} \right)^{Exo}$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{or} - S_{wir}} \right)^{Exw}$$

Кривые относительной проницаемости (Киняминское месторождение)



Sw	Krw	Kro
0.375	0	1
0.4	0.0011923	0.8666478
0.425	0.0047694	0.7428345
0.45	0.0107311	0.6285599
0.475	0.0190776	0.5238241
0.5	0.0298087	0.428627
0.525	0.0429245	0.3429688
0.55	0.058425	0.2668493
0.575	0.0763102	0.2002686
0.6	0.0965802	0.1432267
0.625	0.1192348	0.0957236
0.65	0.1442741	0.0577592
0.675	0.1716981	0.0293337
0.7	0.2015067	0.0104469
0.725	0.2337001	0.0010989
0.737	0.25	0

Стандарт по проницаемости (FDP, НК «ЮКОС»)

- 1. В расчетах используется эффективная проницаемость (не абсолютная)**
- 2. Относительная нефтепроницаемость в условиях насыщенности связанной водой равна 1,0 ($K_{ro Swir} = 1$)**
- 3. Начальная водонасыщенность (связанная вода) $S_{wir} < 0,4$**
- 4. Остаточная нефтенасыщенность $S_{or} \leq 0,3$**
- 5. $1,5 < E_{xw} < 3,0$ $1,0 < E_{xo} < 2,5$**

17 Что такое фазовые диаграммы? Нарисуйте фазовые диаграммы (PVT-диаграммы)

Типы флюидов

Параметр	Нефти				Газы		
	Тяже-лая	Обычная	Высокой скимаемости	Летучая	Жирный газоконденсат	Обычный конденсат	Жирный и сухой
Молекулярный вес первоначального флюида	150+	80-150	60-80	40-60	30-40	25-35	<23
Цвет товарной нефти	чёрный	от коричневого до темно-зелёный	от коричневатого до светло-зелёного	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. объёмный % жидкости при анализе на расширение при одинаковом составе	100	100	100	100	25-45	0-25	0
КИИН	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

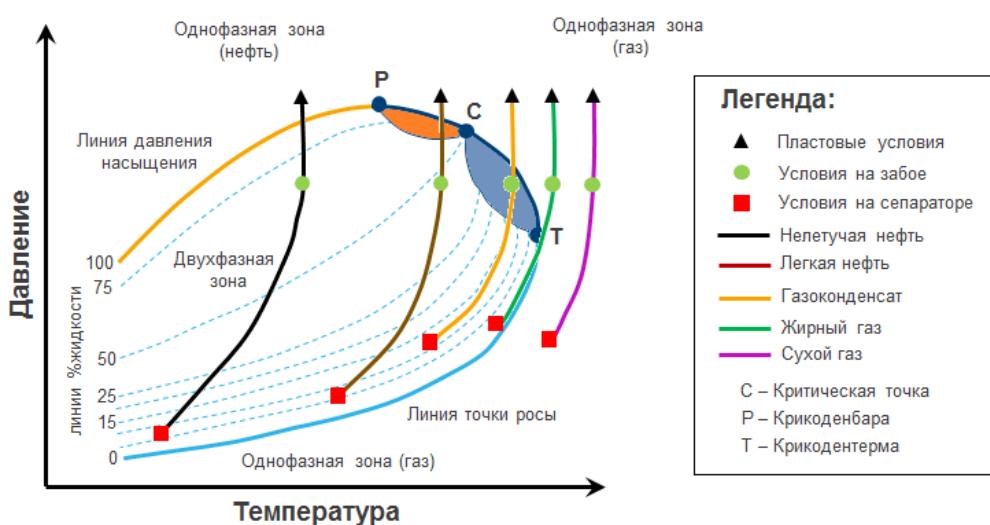
Здесь представлена условная таблица (условное деление) на типы флюидов. Есть разные типы: газ, жирный газ, газоконденсат, лёгкая нефть, тяжёлая нефть и т.д.

Фазовая диаграмма – графическое отображение равновесного состояния физико-химической системы при условиях, отвечающих координатам рассматриваемой точки на диаграмме.

Другими словами, по фазовой диаграмме можно определить, в каком состоянии будет находиться определённый тип флюида при заданных значениях давления и температуры.

Вся область фазовой диаграммы делится на однофазные и двухфазные зоны.

Типы флюидов [12]



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

На слайде представлена фазовая диаграмма.

Сухой газ и в пласте находится в газообразном виде, и на забое, и по движению по стволу скважины он так и остаётся газом, и на сепараторе по-прежнему газом.

Если и в пласте, и на забое газ, а при движении по стволу начинает выпадать жидкую фазу, то это жирный газ.

Дальше жирность повышается – от молока к сметане :)

От жирного газа переходим к газоконденсату.

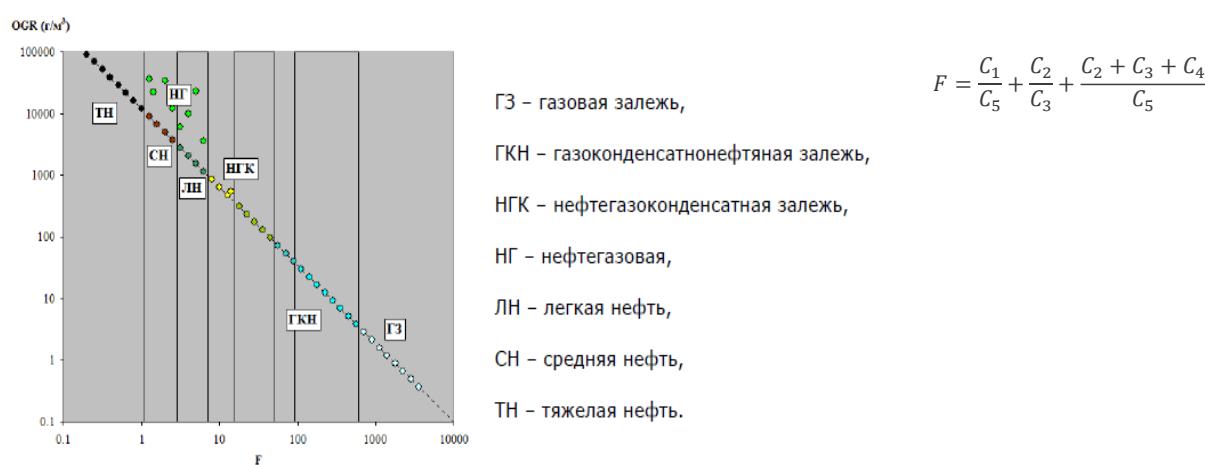
Газоконденсат – это такой флюид, который в пласте может находиться в газообразном состоянии, но при снижении давления вблизи скважины уже начинает происходить выделение жидкой фазы, начинает выпадать конденсат (и при движении по стволу скважины его всё больше и больше выделяется).

По мере смещения налево переходим за критическую точку. Соответственно, в пласте флюид находится в жидкому состоянию, а по мере движения по скважине или вблизи забоя могут начинать выделяться газообразные составляющие.

Чем левее находится кривая на диаграмме, тем более тяжёлая нефть.

Определение типа залежи по составу УВ

Определение типа залежи по составу УВ флюида [12]



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

Если построим зависимость величины OGR, обратной к газосодержанию, от отношения лёгких компонент к тяжёлым, то внизу на графике будут находиться газовые и газоконденсатные залежи, а наверху – нефтяные.

18 Что такое PVT-свойства? Раскрыть суть PVT-свойств.

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

В разных месторождениях залегают разные типы нефти. Они отличаются друг от друга по цвету, плотности, газосодержанию и т.д. Газы могут иметь различную удельную плотность и содержать различные объемы примесей.

На слайде выше представлена условная таблица (условное деление) на типы флюидов.

PVT свойства – это свойства данного типа флюида, которые зависят от давления и температуры.

Для точного определения PVT-свойств необходим лабораторный анализ полученных надлежащим образом образцов флюидов с каждого месторождения.

Более простой метод: определить хотя бы некоторые ключевые параметры (тип флюида) и использовать известные корреляции (Standing, Beal и т.д.).

Более подробно тема PVT-свойств раскрыта в следующих двух вопросах.

19 Какие PVT-свойства жидкостей вы знаете? Какие основные PVT-свойства необходимо задавать в модели? Что такое сжимаемость?

PVT-свойства

Основные PVT-свойства флюидов, задаваемые в модели:

- Давление насыщения нефти (P_b) $B_g = \frac{V_{Rgas}}{V_{SCgas}} \left[\frac{Rm^3}{Sm^3} \right]$
- Содержание растворенного газа в нефти (R_s)
- Объемный коэффициент нефти (B_o) $B_o = \frac{V_{Roil}}{V_{SCoil}} \left[\frac{Rm^3}{Sm^3} \right]$
- Объемный коэффициент газа (B_g)
- Сжимаемость порового пространства (c_f) $R_V = \frac{V_{Soil}}{V_{Sgas}} \left[\frac{Sm^3}{Sm^3} \right]$
- Сжимаемость воды (c_w) $R_s = \frac{V_{SCgas}}{V_{SCoil}} \left[\frac{Sm^3}{Sm^3} \right]$
- Вязкость нефти (μ_o)
- Вязкость газа (μ_g) $C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{bar} \right]$
- Вязкость воды (μ_w) $c_o dP = -\frac{d B_o}{B_o} \longrightarrow B = B(P_b) \cdot e^{-c_o(P-P_b)}$

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

Для модели нелетучей нефти (Black Oil) задаются PVT-свойства, представленные на слайде. Давление насыщения нефти – давление, выше которого весь газ уже растворился, нефть остаётся недонасыщенной. При снижении давления ниже давления насыщения из нефти начинает выделяться газ.

Газосодержание характеризует количество газа, растворённого в нефти.

Объёмный коэффициент – это отношение объёма флюида в пласте к его объёму на поверхности. Вязкость показывает, как хорошо флюид течёт (какие у него силы внутреннего трения, которые мешают ему течь).

Сжимаемость флюида характеризует, насколько сильно изменяется его объём при воздействии на него давлением.

Сжимаемость:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_{T=\text{const}} \quad (64)$$

Сжимаемость нефти:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_{T=\text{const}} = -\frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_{T=\text{const}} = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_{T=\text{const}} \quad (65)$$

Общая сжимаемость:

$$c_t = S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + c_{\text{н,норм}} \quad (66)$$

В представленных выше формулах: V – объём флюида в пласте (m^3); ρ – плотность флюида (kg/m^3); B – объёмный фактор флюида; c_w – сжимаемость воды (atm^{-1}); c_o – сжимаемость нефти (atm^{-1}); c_g – сжимаемость газа (atm^{-1}); S_w – водонасыщенность; S_o – нефтенасыщенность;

S_g – газонасыщенность; $c_{\text{п,норм}}$ – сжимаемость пор (пористого пространства), нормированная на пористость; $S_w + S_o + S_g = 1$.

Сжимаемость c – относительное изменение объёма флюида на единицу изменения давления. Единица измерения сжимаемости – величина обратная давлению.

Изотермическая сжимаемость нефти выше давления насыщения c_o всегда величина положительная, так как объём недонасыщенной жидкости уменьшается при увеличении давления. c_o определяется в лаборатории по экспериментальным данным или с помощью корреляции Трубэ.

Для жидкости c_f приблизительно можно считать постоянной, т.е. c_f не зависит от давления.

Общая сжимаемость системы c_t , кроме изменения объёма нефти, учитывает расширение пластовой воды и свободного газа, а также уменьшение объёма пор (за счёт сжатия породы).

Типичные величины сжимаемости для трёх фазовых компонент при заданном среднем давлении $p = 136$ атм:

$$c_o = 2.2 \cdot 10^{-4} \text{ атм}^{-1}$$

$$c_w = 4.4 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$$

$$c_g = 7.3 \cdot 10^{-3} \text{ атм}^{-1}$$

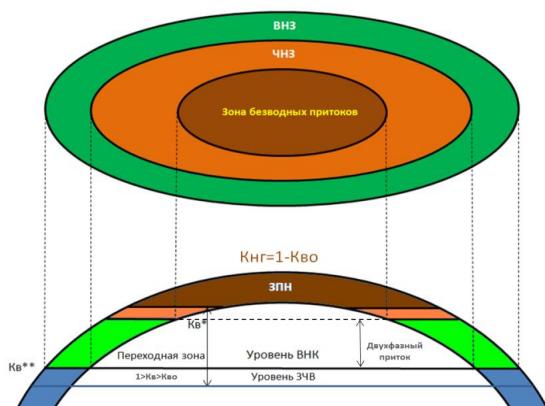
Сжимаемость газа на порядок выше, чем сжимаемость жидкостей или породы. В газовых залежах принято считать, что $c_t \approx c_g$.

Далее представлены более подробные слайды про РВТ-свойства.

Основные параметры флюидов и породы

1. S_o, S_w, S_g – нефте-, водо-, газонасыщенность пород, д.ед. ,
2. C_o, C_w, C_g – сжимаемость нефти, воды и порового пространства, 1/бар
3. P_b - давление насыщения, Па
4. R_{sb} – газосодержание нефти при давлении насыщения, $\text{м}^3/\text{м}^3$
5. B_o, B_w - объемный коэффициент, $\text{м}^3/\text{м}^3$
6. ρ_o - плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$
7. μ_o - вязкость нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$
8. γ_o - относительная плотность нефти
9. γ_g - относительная плотность газа

Насыщение пород



$$S_{\text{фазы}} = \frac{V_{\text{фазы}}}{V_{\text{пор}}} \quad S_o + S_w + S_g = 1$$

где S_o - нефтенасыщенность, S_w - водонасыщенность, S_g - газонасыщенность

Остаточная насыщенность - количество флюида в породе, остающееся после его вытеснения водой/нефтью/газом.

Предельное насыщение

$$S_{oi} = 1 - S_{wc} - S_{gc}$$

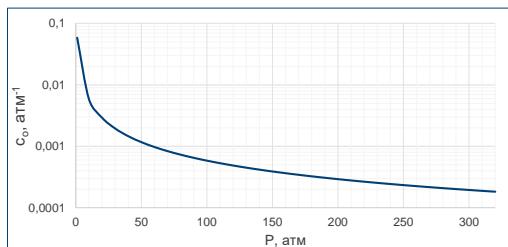
Недонасыщенные - в коллекторе помимо связанной воды/газа находится объем подвижной воды/газа.

Движение флюида возможно, если начальная насыщенность превышает значение **критической насыщенности**.

Газпром нефть | 28

Сжимаемость горной породы и пластовых флюидов

Коэффициент сжимаемости – относительное приращение объема при изменении давления на единицу ($\text{С}, \text{бар}^{-1}$)



Сжимаемость породы

- Сжимаемость матрицы горной породы
- Сжимаемость общего объема горной породы
- Сжимаемость объема порового пространства (c_f) – наиболее значительная величина

$$\text{Newman} \quad c_f = \frac{2.62 \times 10^{-5}}{\varphi^{0.438}}$$

$$\text{Hall} \quad c_f = \frac{1.43 \times 10^{-3}}{(1 + 55.8721 \times \varphi)^{1.42859}}$$

φ – пористость д.е.д., c_f – $1/\text{атм}$

Полная сжимаемость системы:
 $c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f$

Диапазоны значений коэффициентов сжимаемости для нижнемеловых пластов, 10^{-4} бар^{-1}		
	минимум	максимум
Нефть	0.8	2.2
Вода	0.4	0.5
Порода	0.45	0.6

c_o – сжимаемость нефти; c_w – сжимаемость воды;
 c_f – сжимаемость порового пространства

Газпром нефть | 29

Сжимаемость горной породы и пластовых флюидов

Давлением насыщения – давление, при котором выделяется первый пузырек газа (P_b , бар).

Когда давление падает ниже давления насыщения, из нефти выделяется газ

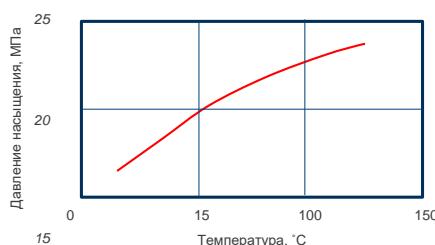
$$P > P_b$$



$$P = P_b$$



$$P < P_b$$



Газпром нефть | 30

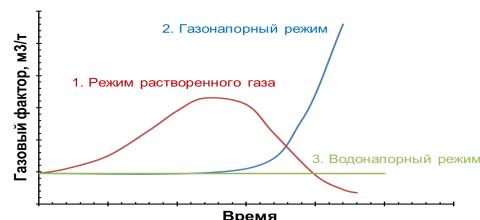
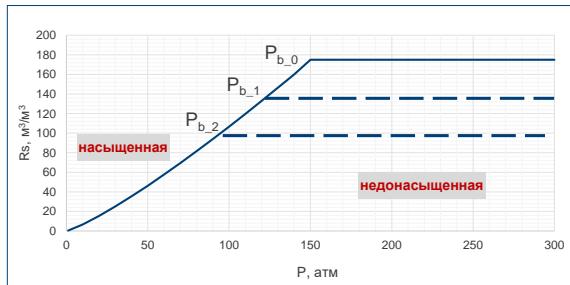
Газосодержание нефти

Газосодержание – объем газа, растворенного в кубическом метре нефти при фиксированном давлении и температуре (R_s , $\text{м}^3/\text{м}^3$)

Не путать с газовым фактором!

$$R_s (\text{м}^3 / \text{м}^3) = \frac{V_g (\text{растворенный в нефти, н.у.})}{V_{oil} (\text{добытый, н.у.})}$$

$$R_p (\text{м}^3 / \text{м}^3) = \frac{V_g (\text{добытый, н.у.})}{V_{oil} (\text{добытый, н.у.})}$$



Случаи, когда $R_s \neq R_p$

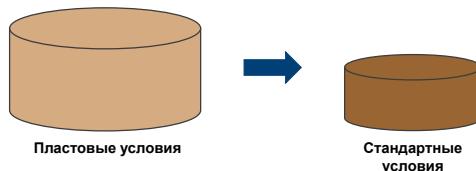
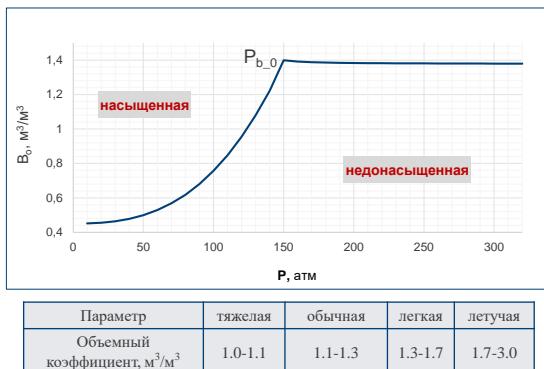
- Нестационарный период фильтрации
- Замкнутый резервуар или граничные условия
- Наличие свободного газа в пласте или переток из нецелевого горизонта
- Снижение пластового давления ниже давления насыщения в процессе разработки

Параметр	тяжелая	обычная	легкая	летучая
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	0-35	35-125	125-200	200-600

Газпром нефть | 31

Объемный коэффициент нефти и воды

Объемный коэффициент – отношение объема нефти в пластовых условиях к объему товарной нефти (B_o , $\text{м}^3/\text{м}^3$)



Когда нефть попадает на поверхность, происходит следующее:

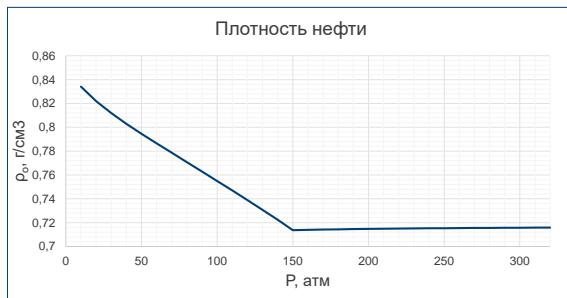
- потеря массы – газ переходит из растворенного состояния в свободное
- расширение – давление падает от пластового до атмосферного
- снижение температуры – от пластовой температуры до температуры на поверхности

Объемный коэффициент воды – B_w , $\text{м}^3/\text{м}^3$ вследствие низкого газосодержания ($< 2 \text{ м}^3/\text{м}^3$) объемный коэффициент пластовой воды обычно не превышает значения 1.01-1.02 $\text{м}^3/\text{м}^3$ в пластовых условиях, а закачиваемой воды - 0.99 $\text{м}^3/\text{м}^3$

Газпром нефть | 32

Плотность нефти, воды; удельная плотность

Плотность – отношение массы нефти к занимаемому ей объему (ρ_o , $\text{кг}/\text{м}^3$)



Плотность воды – ρ_w , $\text{кг}/\text{м}^3$ ($\text{г}/\text{см}^3$)
типовые значения плотности: 1010-1210 $\text{кг}/\text{м}^3$

Удельная (относительная) плотность нефти (1 атм, 20 °C):

$$\gamma_0 = \frac{\rho_0}{\rho_w} \quad \rho_w \sim 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$$

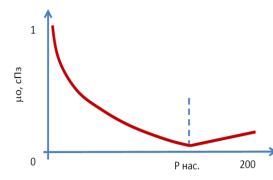
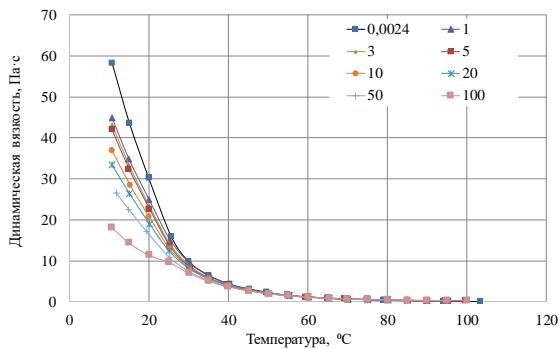
В единицах API:

$$API = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5$$

Газпром нефть | 33

Вязкость

Вязкость – свойство жидких и газообразных веществ оказывать сопротивление взаимному перемещению соседних слоёв, т.е. внутреннее трение (динамическая вязкость: μ_o , сПз (мПа·с))



Мера сдвиговых деформаций жидкости:

$$\varepsilon = \frac{dv}{dy} = \frac{v_0}{H}$$

$$\varepsilon = \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial U}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial U}{\partial H} \right) = \frac{d\gamma}{dt}$$

$$\varepsilon = \frac{\tau^*}{\mu}$$

U – смещение верхней пластины; v_0 – скорость верхней пластины; ε – скорость сдвига; γ – величина сдвига; τ – касательное напряжение

*предполагая, что касательное напряжение пропорционально скорости сдвига (Ньютона)

20 Приведите примеры описания PVT-моделей в симуляторе T-Navigator.

PVT-свойства задаются в секции PROPS входного файла симулятора.

Пример задания PVT-свойств воды. Задаются опорное давление и при опорном давлении коэффициент объёмного расширения воды, коэффициент сжимаемости воды, вязкость воды, производная вязкости воды по давлению.

```
PVTW
--P      Bw      cw        muw      dmuw/dpres
159.6   1.0264  4.32E-05  0.3253   0 /
```

Пример задания упругих свойств породы. Задаются опорное давление, сжимаемость породы, сжимаемость скелета породы, сжимаемость блока (блока, содержащего смесь), значение пористости при опорном давлении, значение коэффициента Пуассона при опорном давлении. В данном примере укажем значения только для опорного давления и сжимаемости породы; остальные параметры оставим по умолчанию (см. руководство).

```
ROCK
--Pref  Compr
159.6  4.765E-05 /
```

Пример задания плотностей нефти и воды в поверхностных условиях.

```
DENSITY
860  1007.5 /
```

Пример задания постоянной и однородной концентрации растворённого газа в нефти. Это обеспечивает наиболее эффективное моделирование системы чёрная нефть, где нет отдельной газовой фазы и давление никогда не опускается ниже точки давления насыщения.

Указаны концентрация растворённого газа и давление насыщения (расчёт будет завершён, если давление в каком-либо блоке сетки опустится ниже этого значения).

```
RSCONST
--Rs  Pb
20  34 /
```

Пример задания PVT-свойств нелетучей нефти для рассматриваемых PVT-регионов.

Необходимо ввести следующие параметры: давление насыщения, коэффициент объёмного расширения нефти, вязкость нефти при давлении насыщения.

PVT свойства нелетучей нефти для каждого PVT региона вводятся в таблицы. Количество таблиц равно количеству регионов, определённых в TABDIMS.

В рассматриваемом примере одна таблица для единственного региона.

PVDO

--P	Bo	muo
34	1.06000	9.00000
40	1.05926	9.08157
60	1.05681	9.35346
80	1.05436	9.62535
100	1.05192	9.89724
120	1.04948	10.16913
140	1.04705	10.44102
159.6	1.04467	10.70748
180	1.04220	10.98481
200	1.03978	11.25670
/		

Если в пласте присутствуют разные типы флюидов (с разным содержанием атомов углерода в молекуле), то лучше использовать композиционные модели.

Но такие модели более сложные, дольше считаются, поэтому нередко используют различные «костыли» для описания PVT в моделях Black Oil.

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 скимаемостью (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

Если отсутствует свободный газ, то можно модель рассматривать, как модель мёртвой нефти (т.е. у нас есть только нефть и вода; и газосодержание задаётся постоянным с помощью ключевого слова RSCONST; для нефти задаётся таблица PVDO зависимости объёмного коэффициента и вязкости от давления при одном и том же газосодержании).

Если есть свободный сухой газ, то мы задаём фазу газа GAS, растворённый газ DISGAS. А для нефти задаём теперь несколько таблиц PVTO: как будут меняться свойства нефти в зависимости от разного газосодержания. Для газа тоже задаём таблицу PVDG, как будет меняться объёмный коэффициент и вязкость газа от давления.

Варианты описания PVT в моделях Black Oil

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

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 Pb

Eclipse

Фазы: OIL, WATER, GAS, DISGAS, VAPOIL

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

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

Если у нас жирный газ, то ещё добавляется фаза испарённой нефти VAPOIL, т.е. часть нефти испаряется и содержится в газообразном состоянии. Тогда нам нужно описывать не только нефть набором таблиц, но и газ тоже описывать набором таблиц (для газа при разном содержании испарённой нефти свойства этого газа тоже будут разными).

В итоге, у нас может быть ситуация, когда в пласте есть нефть, в которой растворён газ (используем ключевое слово DISGAS), и дополнительно есть газ, в котором испарена нефть (используем ключевое слово VAPOIL).

Используются разные ключевые слова, так как состав флюидов отличается, т.е. если из нефти выделится газ, то его свойства будут отличаться от того газа, который содержится в пласте, потому что в нём есть испарённые компоненты нефти.

Немного сложно, но это «костыль», который позволяет описать флюиды, находящиеся в приграничном состоянии (т.е. когда и газ растворяется в нефти, и нефть испаряется в газ).

Т.е. это такие вот упрощённые способы, как описать изменение свойств нефти и газа в зависимости от давления и от разного содержания флюидов.

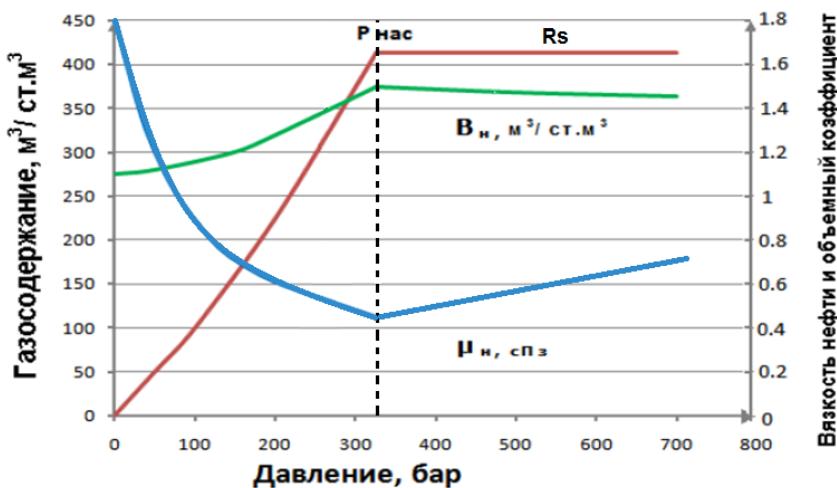
21 Что такое давление насыщения? Что происходит при «переходе» через точку давления насыщения? Как будут меняться свойства жидкостей при «переходе» через точку давления насыщения?

Давление насыщения нефти – давление, выше которого весь газ уже растворился, нефть остаётся недонасыщенной.

При снижении давления ниже давления насыщения из нефти начинает выделяться газ.

PVT-свойства нефти [12]

Типичные кривые свойств нефти



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

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

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

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

На слайде показаны типичные кривые свойств нефти.

Красная кривая (газосодержание нефти).

До давления насыщения при увеличении давления газосодержание растёт (газ растворяется и растворяется в нефти), при достижении давления насыщения весь газ растворился и дальше газосодержание остаётся постоянным.

Зелёная кривая (объёмный коэффициент нефти).

От точки давления насыщения: если мы увеличиваем давление, то газа у нас нет, у нас только происходит сжатие нефти и объём нефти уменьшается с увеличением давления, поэтому объёмный коэффициент тоже снижается.

От точки давления насыщения: если мы снижаем давление ниже давления насыщения, то кроме уменьшения давления (т.е. увеличения объёма нефти за счёт расширения) из нефти начинает выделяться газ и соответственно объём нефти уменьшается, т.е. несмотря на то, что она расширяется из-за уменьшения давления, объёмный коэффициент начинает снижаться за счёт того, что газа много и он уходит из нефти.

Синяя кривая (вязкость нефти).

Для вязкости картина наоборот: до давления насыщения при увеличении давления газ растворяется в нефти, вязкость снижается, а при снижении давления газ выделяется из нефти, вязкость возрастает.

ряется и растворяется в нефти, что приводит к снижению вязкости. После достижения давления насыщения весь газ растворился в нефти и при дальнейшем увеличении давления происходит просто сжатие нефти, т.е. увеличение вязкости (т.к. вязкость – это мера внутреннего сопротивления одних слоёв жидкости относительно других слоёв при их движении, а это сопротивление очевидно растёт при увеличении давления).

22 Раскрыть суть решения уравнения фильтрации явным методом. Опишите основные шаги

Дифференциальное уравнение в частных производных для линейной одномерной горизонтальной фильтрации жидкости (с учётом постоянной проницаемости, вязкости и сжимаемости жидкости) имеет вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (67)$$

Данное уравнение можно решить численно, используя конечно-разностную аппроксимацию для двух дифференциальных составляющих:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \text{ и } \frac{\partial p}{\partial t} \quad (68)$$

Для начала пространство по оси x разделяем на некоторое количество ячеек, а время делим на некоторые конечные временные интервалы (шаги).

При использовании явного метода: для того, чтобы получить значения давлений в ячейках на следующем временном шаге, достаточно воспользоваться явной формулой.

Описание основных шагов явного метода доступно по ссылке: [GO TO ЯВНЫЙ МЕТОД](#)
Здесь тоже повторю эти шаги.

Конечно-разностные уравнения записываются таким образом, чтобы можно было получить значения зависимых параметров по всей сеточной области. Уравнения в частных производных заменяют их конечно-разностными эквивалентами. Получить конечно-разностные уравнения можно, используя метод разложения функции в ряд Тейлора в заданной точке и решая уравнения относительно искомой производной.

Аппроксимация функции $f(x)$ в точке x :

$$f(x + h) = f(x) + \frac{h}{1!} f'(x) + \frac{h^2}{2!} f''(x) + \frac{h^3}{3!} f'''(x) + \dots \quad (69)$$

Аппроксимация дифференциальной составляющей по пространству.

При постоянном времени t можно записать аппроксимации для давления при движении вперёд и назад по оси x в следующем виде:

$$p(x + \Delta x, t) = p(x, t) + \frac{\Delta x}{1!} p'(x, t) + \frac{(\Delta x)^2}{2!} p''(x, t) + \frac{(\Delta x)^3}{3!} p'''(x, t) + \dots \quad (70)$$

$$p(x - \Delta x, t) = p(x, t) + \frac{-\Delta x}{1!} p'(x, t) + \frac{(-\Delta x)^2}{2!} p''(x, t) + \frac{(-\Delta x)^3}{3!} p'''(x, t) + \dots \quad (71)$$

Складывая эти два равенства и выражая производную второго порядка, получаем:

$$p''(x, t) = \frac{p(x + \Delta x, t) - 2p(x, t) + p(x - \Delta x, t)}{(\Delta x)^2} + \frac{(\Delta x)^2}{12} p'''(x, t) + \dots \quad (72)$$

Или, применяя индексацию для ячеек и обозначив верхним индексом временной интервал, получим:

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right)_i^t = \frac{p_{i+1}^t - 2p_i^t + p_{i-1}^t}{(\Delta x)^2} + o(\Delta x^2) \quad (73)$$

Аппроксимация дифференциальной составляющей по времени.

В постоянной точке пространства x можно записать аппроксимацию для давления вперёд по оси времени в следующем виде:

$$p(x, t + \Delta t) = p(x, t) + \frac{\Delta t}{1!} p'(x, t) + \frac{(\Delta t)^2}{2!} p''(x, t) + \frac{(\Delta t)^3}{3!} p'''(x, t) + \dots \quad (74)$$

Выражая первую производную по времени, получим:

$$p'(x, t) = \frac{p(x, t + \Delta t) - p(x, t)}{\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} p''(x, t) + \dots \quad (75)$$

Или, применяя индексацию для ячеек:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i^t = \frac{p_i^{t+\Delta t} - p_i^t}{\Delta t} + o(\Delta t) \quad (76)$$

Явная запись решения ДУ.

Подставляя полученные выше аппроксимации в первоначальное дифференциальное уравнение притока, получим:

$$\frac{p_{i+1}^t - 2p_i^t + p_{i-1}^t}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_i^{t+\Delta t} - p_i^t}{\Delta t}, \quad (77)$$

где $i = 2, \dots, N - 1$.

Получена основная формула явного метода:

$$p_i^{t+\Delta t} = p_i^t + \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\varphi \mu c} \right) (p_{i+1}^t - 2p_i^t + p_{i-1}^t), \quad (78)$$

где $i = 2, \dots, N - 1$.

Дополнительно из граничных условий получаем выражения при $i = 1$ и $i = N$ (эти выражения получаются аналогичным способом из рядов Тейлора, но стоит учесть, что граничные условия

заданы для граней ячейки, поэтому расчёт проводить для $h = \Delta x/2$:

$$\begin{cases} p_1^{t+\Delta t} = p_1^t + \frac{4}{3} \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\varphi \mu c} \right) (p_2^t - 3p_1^t + 2p_{\text{left}}) \\ p_N^{t+\Delta t} = p_N^t + \frac{4}{3} \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\varphi \mu c} \right) (2p_{\text{right}} - 3p_N^t + p_{N-1}^t) \end{cases} \quad (\Gamma\text{У постоянного давления}) \quad (79)$$

$$\begin{cases} p_1^{t+\Delta t} = p_1^t + \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\varphi \mu c} \right) (p_2^t - p_1^t + Q_{\text{left}} \frac{\mu}{Ak} \Delta x) \\ p_N^{t+\Delta t} = p_N^t + \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\varphi \mu c} \right) (p_{N-1}^t - p_N^t - Q_{\text{right}} \frac{\mu}{Ak} \Delta x) \end{cases} \quad (\Gamma\text{У постоянного расхода}) \quad (80)$$

23 Раскрыть суть решения уравнения фильтрации неявным методом. Опишите основные шаги

В неявном методе конечно-разностное приближение для второй производной по координате выписывается через значения давлений в ячейках на момент времени $t + \Delta t$ (в отличие от явного метода, где конечно-разностное приближение строится на основе значений давления на текущем временном шаге t).

При использовании неявного метода: для того, чтобы получить значения давлений в ячейках на следующем временном шаге, требуется решить систему линейных алгебраических уравнений (СЛАУ).

Описание основных шагов неявного метода доступно по ссылке: [GO TO НЕЯВНЫЙ МЕТОД](#)
[Здесь тоже повторю эти шаги.](#)

Вспомним явную запись конечно-разностного уравнения притока:

$$\frac{p_{i+1}^t - 2p_i^t + p_{i-1}^t}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_i^{t+\Delta t} - p_i^t}{\Delta t}, \quad (81)$$

где $i = 2, \dots, N - 1$.

Так как вывод левой части производился при постоянном времени, можно переписать эту часть на момент времени $t + \Delta t$:

$$\frac{p_{i+1}^{t+\Delta t} - 2p_i^{t+\Delta t} + p_{i-1}^{t+\Delta t}}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_i^{t+\Delta t} - p_i^t}{\Delta t}, \quad (82)$$

где $i = 2, \dots, N - 1$.

Границные условия постоянного давления:

$$\begin{cases} \frac{p_2^{t+\Delta t} - 3p_1^{t+\Delta t} + 2p_{\text{left}}}{\frac{3}{4}\Delta x^2} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_1^{t+\Delta t} - p_1^t}{\Delta t} \\ \frac{2p_{\text{right}} - 3p_N^{t+\Delta t} + p_{N-1}^{t+\Delta t}}{\frac{3}{4}\Delta x^2} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_N^{t+\Delta t} - p_N^t}{\Delta t} \end{cases} \quad (83)$$

Границные условия постоянного расхода:

$$\begin{cases} \frac{p_2^{t+\Delta t} - p_1^{t+\Delta t}}{(\Delta x)^2} + Q_{\text{left}} \frac{\mu}{\Delta x A k} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_1^{t+\Delta t} - p_1^t}{\Delta t} \\ \frac{p_{N-1}^{t+\Delta t} - p_N^{t+\Delta t}}{(\Delta x)^2} - Q_{\text{right}} \frac{\mu}{\Delta x A k} = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_N^{t+\Delta t} - p_N^t}{\Delta t} \end{cases} \quad (84)$$

Неявная запись решения ДУ.

Теперь возможно записать набор из N уравнений с N количеством неизвестных, которые должны быть решены одновременно (СЛАУ). Для простоты данный набор уравнений может быть записан в данной форме:

$$a_i p_{i-1}^{t+\Delta t} + b_i p_i^{t+\Delta t} + c_i p_{i+1}^{t+\Delta t} = d_i, \quad (85)$$

где $i = 1, \dots, N$.

Введём обозначение:

$$\gamma = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \left(\frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) \quad (86)$$

Коэффициенты СЛАУ:

$$a_i = 1, \text{ при } i = 2, \dots, N - 1;$$

$$b_i = -2 - \gamma, \text{ при } i = 2, \dots, N - 1;$$

$$c_i = 1, \text{ при } i = 2, \dots, N - 1;$$

$$d_i = -\gamma p_i^t, \text{ при } i = 2, \dots, N - 1$$

Коэффициенты для левого граничного условия постоянного давления:

$$a_1 = 0;$$

$$b_1 = -3 - \frac{3}{4}\gamma;$$

$$c_1 = 1;$$

$$d_1 = -\frac{3}{4}\gamma p_1^t - 2p_{\text{left}}$$

Коэффициенты для правого граничного условия постоянного давления:

$$a_N = 1;$$

$$b_N = -3 - \frac{3}{4}\gamma;$$

$$c_N = 0;$$

$$d_N = -\frac{3}{4}\gamma p_N^t - 2p_{\text{right}}$$

Коэффициенты для левого граничного условия постоянного расхода:

$$a_1 = 0;$$

$$b_1 = -1 - \gamma;$$

$$c_1 = 1;$$

$$d_1 = -Q_{\text{left}} \frac{\Delta x \mu}{Ak} - \gamma p_1^t$$

Коэффициенты для правого граничного условия постоянного расхода:

$$a_N = 1;$$

$$b_N = -1 - \gamma;$$

$$c_N = 0;$$

$$d_N = Q_{\text{right}} \frac{\Delta x \mu}{Ak} - \gamma p_N^t$$

24 Опишите способы решения системы линейных ур-ий. Приведите минимум 2 способа в качестве примеров.

Прямые способы решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ):

- 1) метод Крамера;
- 2) метод Гаусса;
- 3) метод обратной матрицы;
- 4) метод прогонки

(перечислены известные названия, но одни из них могут быть частными случаями других: например, метод прогонки – частный случай метода Гаусса)

СЛАУ в общем виде

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \dots \\ a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + a_{nn}x_n = b_n \end{cases} \quad (3.1)$$

Подробное описание метода Гаусса

Этот метод является одним из наиболее распространенных прямых методов решения систем линейных алгебраических уравнений. В основе метода Гаусса лежит идея последовательного исключения неизвестных.

Рассмотрим систему из трех уравнений с тремя неизвестными:

$$\begin{aligned} \text{I: } & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 = b_1 \\ \text{II: } & a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 = b_2 \\ \text{III: } & a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 = b_3 \end{aligned} \quad (3.2)$$

Система уравнений (3.2) приводится к эквивалентной системе с треугольной матрицей:

$$\begin{aligned} \text{I: } & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 = b_1 \\ \text{II': } & a'_{22}x_2 + a'_{23}x_3 = b'_2 \\ \text{III": } & a''_{33}x_3 = b''_3 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Достигается это при помощи цепочки элементарных преобразований, при которых из каждой строки вычитаются некоторые кратные величины расположенных выше строк.

Процесс приведения системы (3.2) к системе (3.3) называется прямым ходом, а нахождение неизвестных x_1, x_2, x_3 из системы (3.3) называется обратным ходом.

Прямой ход исключения: Исключаем x_1 из уравнений (II) и (III) системы (3.2). Для этого умножаем уравнение (I) на $d_1 = -a_{21}/a_{11}$ и складываем со вторым, затем умножаем на $d_2 = -a_{31}/a_{11}$ и складываем с третьим.

В результате получаем следующую систему:

$$\begin{aligned} \text{II'}: \quad & a'_{22}x_2 + a'_{23}x_3 = b'_2 \\ \text{III'}: \quad & a'_{32}x_2 + a'_{33}x_3 = b'_3 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Из полученной системы (3.4) исключаем x_2 . Для этого, умножая новое уравнение на $d_3 = -a'_{32}/a'_{22}$ и складывая со вторым уравнением, получим уравнение:

$$\text{III}'': \quad a''_{33}x_3 = b''_3 \tag{3.5}$$

Взяв из каждой системы (3.2), (3.4) и (3.5) первые уравнения, получим систему уравнений с треугольной матрицей.

Обратный ход: Из уравнения (III'') находим $x_3 = b''_3/a''_{33}$. Из уравнения (II') находим $x_2 = b'_2 - a'_{23}x_3$. Из уравнения (I) находим $x_1 = b_1 - a_{12}x_2 - a_{13}x_3$. Коэффициенты a_{11}, a'_{22} называются ведущими элементами 1-го и 2-го шагов исключения неизвестных. Они должны быть отличны от нуля. Если они равны нулю, то, меняя местами строки, необходимо на их место вывести ненулевые элементы.

Аналогичным путем методом Гаусса решаются системы n уравнений с n неизвестными.

Пример решения СЛАУ методом Гаусса

Пример 3.1. Решить систему уравнений методом Гаусса:

$$\begin{cases} x_1 + 4x_2 + 3x_3 = 10 \\ 2x_1 + x_2 - x_3 = -1 \\ 3x_1 - x_2 + x_3 = 11 \end{cases}$$

Решение: Удалить члены с x_1 из 2-го и 3-го уравнений можно, вычитая из 2-й строки 1-ую, умноженную на 2, а из 3-й - первую, умноженную на 3:

$$\begin{aligned} x_1 + 4x_2 + 3x_3 &= 10 \\ - 7x_2 - 7x_3 &= -21 \\ - 13x_2 - 8x_3 &= -19 \end{aligned}$$

2-я строка делится на -7 :

$$\begin{aligned} x_1 + 4x_2 + 3x_3 &= 10 \\ x_2 + x_3 &= 3 \\ 13x_2 + 8x_3 &= 19 \end{aligned}$$

2-я строка умножается на 13 и вычитается из 3-й:

$$\begin{aligned} x_1 + 4x_2 + 3x_3 &= 10 \\ x_2 + x_3 &= 3 \\ -5x_3 &= -20 \end{aligned}$$

3-я строка делится на -5 :

$$\begin{aligned}x_1 + 4x_2 + 3x_3 &= 10 \\x_2 + x_3 &= 3 \\x_3 &= 4\end{aligned}$$

Процедура обратного хода дает решение:

$$\begin{aligned}x_3 &= 4; \\x_2 = 3 - x_3 &= -1; \\x_1 = 10 - 4x_2 - 3x_3 &= 10 - 4 \cdot (-1) - 3 \cdot 4 = 10 + 4 - 12 = 2\end{aligned}$$

Описание метода обратной матрицы

Систему (3.1) можно представить в матричном виде как $AX = B$,

$$\text{где } A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix}, \quad B = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \cdots \\ b_n \end{pmatrix}, \quad X = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdots \\ x_n \end{pmatrix},$$

Решение можно выразить, используя умножение на матрицу A^{-1} , обратную к A :

$$A^{-1}AX = A^{-1}B, \quad X = A^{-1}B$$

Подробное описание метода прогонки

Применяется для решения систем уравнений с трехдиагональной (ленточной) матрицей. Такая система уравнений записывается в виде:

$$\begin{aligned}a_i x_{i-1} + b_i x_i + c_i x_{i+1} &= d_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, n, \\a_1 &= 0, \quad c_n = 0.\end{aligned}\tag{3.6}$$

Является частным случаем метода Гаусса и состоит из прямого и обратного хода. Прямой ход состоит в исключении элементов матрицы системы (3.6), лежащих ниже главной диагонали. В каждом уравнении остается не более двух неизвестных и формулу обратного хода можно записать в следующем виде:

$$x_i = U_i x_{i+1} + V_i, \quad i = n, n-1, \dots, 1\tag{3.7}$$

Уменьшим в формуле (3.7) индекс на единицу: $x_{i-1} = U_{i-1} x_i + V_{i-1}$ и подставим в (3.6):

$$a_i(U_{i-1} x_i + V_{i-1}) + b_i x_i + c_i x_{i+1} = d_i$$

Выразим x_i :

$$x_i = -\frac{c_i}{a_i U_{i-1} + b_i} x_{i+1} + \frac{d_i - a_i V_{i-1}}{a_i U_{i-1} + b_i}\tag{3.8}$$

Сравнивая (3.7) и (3.8), получим:

$$U_i = -\frac{c_i}{a_i U_{i-1} + b_i} \quad V_i = \frac{d_i - a_i V_{i-1}}{a_i U_{i-1} + b_i} \quad i = 1, 2, 3, \dots, n\tag{3.9}$$

Поскольку $a_1 = 0$, то

$$U_1 = -\frac{c_1}{b_1}, \quad V_1 = \frac{d_1}{b_1}\tag{3.10}$$

Теперь по формулам (3.9) и (3.10) можно вычислить прогоночные коэффициенты U_i и V_i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$). Это прямой ход прогонки. Зная прогоночные коэффициенты, по формулам (3.7), можно вычислить все x_i ($i = n, n-1, \dots, 1$) (обратный ход прогонки). Поскольку $c_n = 0$, то $U_n = 0$ и $x_n = V_n$. Далее вычисляем $x_{n-1}, x_{n-2}, \dots, x_2, x_1$.

Итерационные способы решения СЛАУ:

- 1) метод простой итерации (метод Якоби);
- 2) метод Зейделя

(недостаток итерационных методов: решение получаем с заданной точностью в результате последовательных приближений (в сравнении: а при использовании прямых методов в предположении отсутствия ошибок округления получаем точное решение за конечное число арифметических действий); преимущество итерационных методов: могут быть легко расширены (приспособлены) для решения нелинейных уравнений)

25 Что такое критерий стабильности? Раскройте суть критерия стабильности. Приведите минимум 2 примера критерия стабильности.

Численная схема решения дифференциального уравнения неустойчива, если приводит к возникновению хаотических решений, не имеющих отношения к решению дифференциального уравнения.

Другими словами, при численном решении дифференциальных уравнений мы делаем аппроксимации (разбиваем пространство и время на конечные интервалы – ячейки сетки), которые могут вызвать нефизичность получаемых решений.

Математически: схема устойчива, если малые изменения краевых условий и правой части приводят к малым изменениям решения. Численное решение устойчиво, если непрерывно зависит от входных данных.

Устойчивость называется безусловной, если определение справедливо при любых малых шагах интегрирования (нет связи между величинами шагов по различным переменным).

Устойчивость считается условной, если шаги по разным координатам (например, по пространству и по времени) должны удовлетворять дополнительным соотношениям.

Явная схема решения уравнения фильтрации условно устойчива, т.е. существуют критерии стабильности (связь между величинами шагов по различным переменным), при невыполнении которых явная схема разваливается (не даёт физически адекватного решения).

Анализ стабильности вон Ньюмана показал, что явное решение уравнения фильтрации имеет данный критерий стабильности:

$$\Delta t \leq \frac{1}{2} \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \Delta x^2 \quad (87)$$

Неявная схема решения уравнения фильтрации безусловно устойчива.

Но после решения всё равно лучше проверять невязки и делать проверку по матбалансу.

26 Что такое начальные и граничные условия? Какое граничное условие называют Неймана, а какое Дирихле? Опишите применение граничных условий в решении задач в нефтяной индустрии.

Начальные и граничные условия – дополнение к основному дифференциальному уравнению (обыкновенному или в частных производных), задающее его поведение в начальный момент времени или на границе рассматриваемой области соответственно.

Граничное условие Неймана определяет значение производной искомой функции на границе рассматриваемой области.

Граничное условие Дирихле определяет значение искомой функции на границе рассматриваемой области.

При решении задач в нефтяной индустрии (при решении уравнения пьезопроводности) граничное условие Неймана ставится, если на границе рассматриваемой области известен расход жидкости (например, нулевой расход на границе – другими словами, условие неперетока).

При решении задач в нефтяной индустрии (при решении уравнения пьезопроводности) граничное условие Дирихле ставится, если на границе рассматриваемой области давление поддерживается постоянным (например, при наличии большой газовой шапки, активной законтурной области или в случае проведения мероприятий по поддержанию пластового давления).

Начально-краевая задача для уравнения пьезопроводности в случае радиального притока к скважине и поддержания постоянного давления на внешней границе пласта (условие Дирихле):

$$\begin{cases} \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial r^2} \\ p(r, 0) = p_0, r \in (r_w, r_e] \\ p(r_w, t) = p_w \\ p(r_e, t) = p_e \end{cases} \quad (88)$$

(описывает неустановившийся и установившийся режимы)

Начально-краевая задача для уравнения пьезопроводности в случае радиального притока к скважине и отсутствия перетока на внешней границе пласта (условие Неймана):

$$\begin{cases} \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial r^2} \\ p(r, 0) = p_0, r \in (r_w, r_e] \\ p(r_w, t) = p_w \\ \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0 \end{cases} \quad (89)$$

(описывает неустановившийся и псевдоустановившийся режимы)

Дополнение.

Границное условие Дирихле является граничным условием первого рода.

Границное условие Неймана является граничным условием второго рода.

Также существует смешанное граничное условие (граниченное условие третьего рода), которое задаёт связь функции и её производной на границе:

$$\left(ap + b \frac{\partial p}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_e} = 0 \quad (90)$$

И существует условие идеального контакта (граниченное условие четвёртого рода), которое предусматривает равенство температур и потоков на граничной поверхности двух сред:

$$\begin{cases} T|_A = T_c|_A, \\ -\kappa \frac{\partial T}{\partial n}|_A = -\kappa_c \frac{\partial T_c}{\partial n}|_A, \end{cases} \quad (91)$$

где T, T_c – температура тела и соприкасающейся среды (или тела) соответственно; κ, κ_c – коэффициент пьезопроводности тела и соприкасающейся среды (или тела) соответственно, n – нормаль к поверхности A .

27 Что такое Box model? Раскройте суть Box model.

Box model – это синтетическая модель для ознакомления с базовыми возможностями гидродинамического симулятора.

Box model представляет собой параллелепипед с блочно-центрированной сеткой.

У всех ячеек Box модели одинаковые пористости и проницаемости.

В модели заданы ОФП и PVT-свойства.

Скважины в Box модели размещены по 5-точечной схеме.

Описание входного .data файла Box модели.

Секция RUNSPEC

Секция **RUNSPEC** необходима симулятору для выделения оперативной памяти для хранения данных (значений параметров) модели. Точное количество памяти требует Eclipse. В т-Навигаторе память выделяется динамически, поэтому в т-Навигаторе некоторые данные этого раздела игнорируются.

Зададим название модели, присутствующие в ней фазы (нефть и вода) и метрическую систему единиц.

```
NOECHO
RUNSPEC

TITLE
Test_model

OIL
WATER

METRIC
```

Если хотим только прочитать файл и проверить его на наличие ошибок без запуска расчёта, то используем ключевое слово NOSIM. Но в данной модели хотим запустить полный расчёт, поэтому закомментируем это ключевое слово.

```
-- NOSIM
```

Зададим количество N_x , N_y и N_z ячеек расчётной сетки в направлениях X , Y , Z .

```
DIMENS
-- Nx Ny Nz
61 114 40 /
```

Следующее ключевое слово используется для определения числа областей с различными параметрами моделирования. Задаваемые числа определяют количество областей с различными свойствами начального равновесия. В данном примере определим только число регионов (равное 1) с различными начальными данными опции равновесия (эти данные будут задаваться в дальнейшем с помощью ключевого слова EQUIL).

EQLDIMS

1 /

Следующее ключевое слово задаёт максимальное число параметров, описывающих аквифер. Первые 4 по умолчанию; максимальное число водоносных пластов, описанных с помощью аналитической модели, в рассматриваемом примере равно 1; максимальное число блоков сетки, примыкающих к какому-либо водоносному пласту, равно 100000; следующие 2 параметра по умолчанию. Подробнее в руководстве.

AQUDIMS

4* 1 100000 /

Укажем, что в модели будет использоваться метод масштабирования конечных точек фазовых проницаемостей и капиллярных давлений. В параметрах указываются переключатель направленного масштабирования конечных точек (в данном примере NODIR) и переключатель нереверсивного масштабирования конечных точек (в данном примере REVERS).

ENDSCALE

'NODIR' 'REVERS' /

Следующее ключевое слово задаёт максимальные размерности данных по скважинам. Всего 12 параметров. В данном примере зададим только максимальное количество скважин в модели, максимальное количество интервалов перфорации для каждой скважины, максимальное количество групп скважин в модели, максимальное количество скважин в одной группе; остальные параметры оставим по умолчанию равными нулю.

WELLDIMS

-- Max_wells	Conn_well	Max_groups	Wells_group
30	50	2	30 /

Следующее ключевое слово используется для задания числа регионов с различными параметрами моделирования. В данном примере зададим количество регионов фильтрации, количество регионов с различными PVT-свойствами, максимальное количество различных насыщенностей, задаваемых в одной VPT таблице, максимальное количество различных давлений, задаваемых в одной VPT таблице, количество регионов, для которых необходимо выводить данные о запасах; остальные параметры оставим по умолчанию.

TABDIMS

--NTSFUN	NTPVT	NSSFUN_nodes	NPPVT_nodes	NTFIP
1	1	30	20	3 /

Следующее ключевое слово используется для задания числа регионов с различными параметрами моделирования. Задаваемые 4 числа определяют: количество регионов, для которых необходимо выводить данные о запасах (может быть задано также с помощью TABDIMS); количество множеств регионов, для которых необходимо выводить данные о запасах; количество регионов с независимыми месторождениями; количество регионов потока.

В данном примере зададим только первый параметр (который фактически уже задали в TABDIMS); значения остальных параметров оставим по умолчанию.

```
REGDIMS
--fipnum fipxx isolnum fluxnum
3 /
```

Укажем максимальное количество векторов в summary файле.

```
SMRYDIMS
1000000 /
```

Выходные и входные файлы унифицированы.

```
UNIFOUT
UNIFIN
```

Укажем дату начала моделирования.

```
START
1 'NOV' 2022 /
```

Включим возможность использования опций обработки данных сетки

```
GRIDOPTS
YES /
```

Зададим ограничения на печать сообщений разных типов, а также условия на остановку расчёта при большом количестве сообщений.

```
MESSAGES
-- print
-- message comment warning problem error bug
1000000 1000000 1000000 10000000 1000000 1000000
-- stop
-- message comment warning problem error bug
1000000 1000000 1000000 100000 1000 1000 /
```

Секция GRID

Секция **GRID** необходима для задания геометрии и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) модели.

Ключевое слово EQUALS позволяет задать значение любого параметра сетки для ячеек, выбранных в область параллелепипеда.

Зададим размеры ячеек DX, DY, DZ в направлениях X, Y, Z соответственно. По умолчанию размеры задаются для каждой из ячеек сетки. При этом симулятор строит блочно-центрированную геометрию сетки. В дальнейшем (уже за рамками данного примера) будем использовать и геометрию угловой точки (с помощью ключевых слов COORD и ZCORN).

GRID**EQUALS**

```
'DX'    100  /
'DY'    100  /
'DZ'    0.2  /
/
```

Далее зададим глубину залегания верхнего слоя ячеек. После значения 2000 заданы 4 параметра по умолчанию (начало интервала по X, конец интервала по X, начало интервала по Y, конец интервала по Y – по умолчанию заданы все ячейки в направлениях X и Y) и два параметра (начало интервала по Z, конец интервала по Z) равны 1 (т.е. задаём ячейки только верхнего слоя). Таким образом, значение TOPS 2000 применяется только к ячейкам верхнего слоя. Для других слоёв симулятор автоматически определяет значение, основываясь на высоте ячеек.

EQUALS

```
'TOPS' 2000 4* 1 1 /
/
```

Далее определяем, что все ячейки модели активны, и задаём пористость и проницаемость по X, Y, Z во всех ячейках.

EQUALS

```
'ACTNUM' 1  /
'PORO' 0.2  /
'PERMX' 100  /
'PERMY' 100  /
'PERMZ' 1  /
/
```

Скажем симулятору, что необходимо записать исходные данные со свойствами сетки и таблицами насыщенностей в файл, который в дальнейшем можно будет прочесть в графических пакетах.

INIT**Секция EDIT**

Опциональная секция с возможностью редактирования данных **GRID** секции. В данном примере оставим эту секцию пустой.

EDIT**Секция PROPS**

Секция **PROPS** необходима для задания параметров флюидов, относительных фазовых проницаемостей и распределения жидкостей на основе функций капиллярных давлений.

Определим PVT-свойства воды. Задаются опорное давление, коэффициент объёмного расширения воды, коэффициент сжимаемости воды, вязкость воды и производная вязкости воды по давлению.

PROPS

PVTW

--P	Bw	cw	muw	dμuw/dpres
159.6	1.0264	4.32E-05	0.3253	0 /

Определим упругие свойства породы. Задаются опорное давление, сжимаемость породы, сжимаемость скелета породы, сжимаемость блока (блока, содержащего смесь), значение пористости при опорном давлении, значение коэффициента Пуассона при опорном давлении. В данном примере укажем значения только для опорного давления и сжимаемости породы; остальные параметры оставим по умолчанию (см. руководство).

ROCK

--Pref	Compr
159.6	4.765E-05 /

Зададим плотности нефти и воды в поверхностных условиях.

DENSITY

860	1007.5 /
-----	----------

Следующее ключевое слово служит для задания постоянной и однородной концентрации растворённого газа в нефти. Это обеспечивает наиболее эффективное моделирование системы чёрная нефть, где нет отдельной газовой фазы и давление никогда не опускается ниже точки давления насыщения.

Указаны концентрация растворённого газа и давление насыщения (расчёт будет завершён, если давление в каком-либо блоке сетки опустится ниже этого значения).

RSCONST

--Rs	Pb
20	34 /

Следующее ключевое слово используется для задания PVT-свойств нелетучей нефти для рассматриваемых PVT-регионов.

Необходимо ввести следующие параметры: давление насыщения, коэффициент объёмного расширения нефти, вязкость нефти при давлении насыщения.

PVT свойства нелетучей нефти для каждого PVT региона вводятся в таблицы. Количество таблиц равно количеству регионов, определённых в TABDIMS.

В рассматриваемом примере одна таблица для единственного региона. Таблица получена в Excel-файле при выполнении задания от 21.09.2022.

PVDO

--P	Bo	muo
34	1.06000	9.00000
40	1.05926	9.08157
60	1.05681	9.35346
80	1.05436	9.62535
100	1.05192	9.89724
120	1.04948	10.16913
140	1.04705	10.44102
159.6	1.04467	10.70748
180	1.04220	10.98481
200	1.03978	11.25670
220	1.03737	11.52859
240	1.03497	11.80048
260	1.03257	12.07237
280	1.03018	12.34427
300	1.02779	12.61616

/

Следующее ключевое слово можно указывать, если в секции **RUNSPEC** присутствует ключевое слово **ENDSCALE**. Позволяет задать трёхточечный метод масштабирования конечных точек фазовых проницаемостей. Указывается один аргумент, имеющий 2 возможных значения (YES – да, трёхточечный метод масштабирования, NO – нет, 2-точечный метод)

SCALECRS

YES /

Зададим таблицы нормализованных относительных фазовых проницаемостей для систем вода-нефть для каждого региона фильтрации (количество регионов задано в TABDIMS – в рассматриваемом примере один единственный регион – следовательно, только одна таблица).

Таблица содержит 4 колонки со следующими параметрами: водонасыщенность (SW), проницаемость воды (KRWO), проницаемость нефти (KROW), капиллярное давление фазы нефть-вода (POW).

SWOF

--Sw	Krw	Kro	Pc
0.0	0.000000	1.000000	0.22100
0.1	0.049403	0.675833	0.11707
0.2	0.122172	0.436130	0.04704
0.3	0.207486	0.265435	0.02680
0.4	0.302128	0.149624	0.01752
0.5	0.404371	0.075953	0.01231
0.6	0.513110	0.033125	0.00900

```

0.7  0.627566  0.011364  0.00673
0.8  0.747156  0.002516  0.00507
0.9  0.871424  0.000191  0.00333
1.0  1.000000  0.000000  0.00000
/

```

С помощью следующего ключевого слова задаём арифметические и алгебраические операции над параметрами сетки для ячеек, выбранных в область параллелепипеда. Задаваемые значения: изменяемый параметр сетки; изменяемая область параллелепипеда; операция; параметр сетки, являющийся аргументом; скалярный параметр 1, если нужен; скалярный параметр 2, если нужен.

В рассматриваемом примере задаём корреляции остаточных насыщенностей и концевых точек от ФЕС ячейки. Коэффициенты корреляций (скалярные параметры) найдены при выполнении задания от 21.09.2022.

Остаточные насыщенности и концевые точки необходимы для проведения масштабирования ранее заданных нормализованных ОФП.

```

OPERATE
SWCR  1 61   1 114  1 40  'LOGE'    PERMX /
SWCR  1 61   1 114  1 40  'MULTA'   SWCR  -0.04705  0.52721  /
SOWCR 1 61   1 114  1 40  'LOGE'    PERMX /
SOWCR 1 61   1 114  1 40  'MULTA'   SOWCR -0.01289  0.27396  /
KRWR  1 61   1 114  1 40  'LOGE'    PERMX /
KRWR  1 61   1 114  1 40  'MULTA'   KRWR   0.06701 -0.14287  /
--Krw@(Sw=1-Sowcr)
/

```

Далее для всех ячеек задаём: максимальную водонасыщенность; относительная проницаемость по нефти при критической водонасыщенности; максимальное значение относительной проницаемости по нефти; максимальное значение относительной проницаемости по воде (все задаваемые значения используются при масштабировании конечных точек насыщенностей).

```

EQUALS
SWU 1 /--MAX Sw
KRORW 0.833 /--Kro@(Sw=Swcr)
KRO 1 /-- Kro@(SW=0)
KRW 1 /-- Krw@(SW=1)
/

```

Далее зададим минимальную водонасыщенность ячеек SWL, используемую при масштабировании конечных точек насыщенностей (скопируем значения из критических водонасыщенностей SWCR).

```
COPY
SWCR SWL /--MIN Sw
/
```

Секция REGION

Секция **REGION** позволяет определить регионы (области) модели с разными свойствами. В данном примере оставим эту секцию пустой.

```
REGIONS
```

Секция SOLUTION

В секции **SOLUTION** доопределяются параметры, необходимые для инициализации модели. Следующее ключевое слово задаёт для каждого региона равновесия (в рассматриваемом примере один единственный регион) свойства, используемые при расчёте начальных условий. Рассматривается равновесный способ инициализации.

Указаны: глубина; давление на этой глубине; глубина водо-нефтяного контакта; капиллярное давление на глубине водо-нефтяного контакта (если 0, то это зеркало свободной воды); глубина газо-нефтяного контакта; капиллярное давление на глубине газо-нефтяного контакта; далее см. руководство.

```
SOLUTION
EQUIL
--FWLs
2008    200.8    2008    0    1000    0    1    0    1*    /
```

Следующее ключевое слово осуществляет управление выходными данными секции **SOLUTION**.

```
RPTSOL
'FIP=2' 'SWATINIT' /
```

Секция SUMMARY

В секции **SUMMARY** определяются векторы, которые запишутся в файлы с результатом расчёта, и их формат.

```
SUMMARY
ALL
SEPARATE
EXCEL
RUNSUM
RPTONLY
```

Секция SCHEDULE

В секции **SCHEDULE** определяются скважины, группы скважин, график работы, требования к отчётности и т.п.

Следующее ключевое слово осуществляет контроль вывода данных в restart файл.

```
SCHEDULE
RPTRST
--report every timestep
'BASIC=2' 'FREQ=1' /
```

Зададим структуру иерархии групп скважин.

```
GRUPTREE
'INJECT' 'FIELD' /
'PRODUCE' 'FIELD' /
/
```

Следующее ключевое слово определяет информацию о забое скважин.

Вводятся следующие данные для каждой из скважин: название скважины; название группы скважин, к которой принадлежит данная скважина; координата ячейки по оси X, в которой расположен забой или устье скважины; координата ячейки по оси Y, в которой расположен забой или устье скважины; опорная глубина для забойного давления (по умолчанию глубина первого интервала перфорации); предпочтительная фаза для скважины (данные этого параметра используются для определения индекса продуктивности/приёмистости скважины, или её потенциального расхода); далее см. руководство.

```
WELSPECs
-- name group iw jw ref.depth phase
'INJ1' 'INJECT' 30 75 1* 'WATER' /
'INJ2' 'INJECT' 40 75 1* 'WATER' /
'INJ3' 'INJECT' 20 75 1* 'WATER' /
'INJ4' 'INJECT' 20 65 1* 'WATER' /
'INJ5' 'INJECT' 30 65 1* 'WATER' /
'INJ6' 'INJECT' 40 65 1* 'WATER' /
'INJ7' 'INJECT' 20 55 1* 'WATER' /
'INJ8' 'INJECT' 30 55 1* 'WATER' /
'INJ9' 'INJECT' 40 55 1* 'WATER' /
'PR_01' 'PRODUCE' 25 70 1* 'OIL' /
'PR_02' 'PRODUCE' 25 80 1* 'OIL' /
'PR_03' 'PRODUCE' 35 70 1* 'OIL' /
'PR_04' 'PRODUCE' 35 80 1* 'OIL' /
'PR_05' 'PRODUCE' 45 80 1* 'OIL' /
'PR_06' 'PRODUCE' 45 70 1* 'OIL' /
'PR_07' 'PRODUCE' 15 80 1* 'OIL' /
'PR_08' 'PRODUCE' 15 70 1* 'OIL' /
'PR_09' 'PRODUCE' 15 60 1* 'OIL' /
```

```
'PR_10'  'PRODUCE'  25  60  1*    'OIL'   /
'PR_11'  'PRODUCE'  35  60  1*    'OIL'   /
'PR_12'  'PRODUCE'  45  60  1*    'OIL'   /
'PR_13'  'PRODUCE'  15  50  1*    'OIL'   /
'PR_14'  'PRODUCE'  25  50  1*    'OIL'   /
'PR_15'  'PRODUCE'  35  50  1*    'OIL'   /
'PR_16'  'PRODUCE'  45  50  1*    'OIL'   /
/
```

Следующее ключевое слово определяет интервалы перфорации скважины и траекторию скважины.

Вводятся следующие данные: название скважины (или номер); координата участка перфорации по оси X; координата участка перфорации по оси Y; слой, с которого начинается вертикальный участок перфорации скважины; слой, на котором заканчивается вертикальный участок перфорации скважины; состояние перфорации; номер таблицы фильтрации; коэффициент проводимости для каждого блока в интервале перфорации; диаметр скважины; гидропроводность (KH) для каждого блока в интервале перфорации; скин S; D-фактор скважины для течения не-Дарси; пространственная ориентация скважины (X, Y или Z); эффективный радиус r_o .

COMPDAT

```
'INJ1'    30  75  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ2'    40  75  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ3'    20  75  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ4'    20  65  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ5'    30  65  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ6'    40  65  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ7'    20  55  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ8'    30  55  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'INJ9'    40  55  1 40 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_01'   25  70  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_02'   25  80  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_03'   35  70  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_04'   35  80  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_05'   45  80  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_06'   45  70  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_07'   15  80  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_08'   15  70  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_09'   15  60  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_10'   25  60  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_11'   35  60  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_12'   45  60  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
'PR_13'   15  50  1 20 'OPEN'  2* 0.16  1* 0 1* 'Z'  1* /
```

```
'PR_14' 25 50 1 20 'OPEN' 2* 0.16 1* 0 1* 'Z' 1* /
'PR_15' 35 50 1 20 'OPEN' 2* 0.16 1* 0 1* 'Z' 1* /
'PR_16' 45 50 1 20 'OPEN' 2* 0.16 1* 0 1* 'Z' 1* /
/
```

Следующее ключевое слово управляет нагнетательными скважинами.

Вводятся следующие данные: название скважины (или номер) или список скважин; тип закачиваемого флюида; режим работы скважины (открыта, остановлена или закрыта); управление скважиной (контроль по объёму закачки RATE, контроль по забойному давлению BHP и т.д.); объём закачки для нагнетательной скважины в поверхностных условиях; объём закачки для нагнетательной скважины в пластовых условиях; забойное давление или ограничение по забойному давлению; далее см. руководство.

WCONINJE

```
'INJ1' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ2' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ3' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ4' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ5' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ6' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ7' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ8' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
'INJ9' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2* 450 /
/
```

Следующее ключевое слово управляет добывающими скважинами.

Вводятся следующие данные: название скважины (или номер) или список скважин; режим работы скважины (открыта, остановлена или закрыта); управление скважиной (контроль по дебиту жидкости LRAT, контроль по забойному давлению BHP и т.д.); дебит нефти в поверхностных условиях (или ограничение по дебиту нефти); дебит воды в поверхностных условиях (или ограничение по дебиту воды); дебит газа в поверхностных условиях (или ограничение по дебиту газа); дебит жидкости на поверхности (или ограничение по дебиту жидкости); дебит жидкости в пласте (или ограничение по дебиту жидкости в пласте); величина забойного давления или ограничение по забойному давлению; далее см. руководство.

WCONPROD

```
'PR_01' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_02' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_03' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_04' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_05' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_06' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_07' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
```

```
'PR_08' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_09' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_10' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_11' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_12' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_13' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_14' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_15' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
'PR_16' 'OPEN' 'BHP' 5* 50 /
/
```

Определим длину (в днях) и количество временных шагов моделирования.

```
TSTEP
48*30 /
```

Завершим чтение файла.

```
END
```

Далее приведены несколько результатов расчёта построенной box-модели.

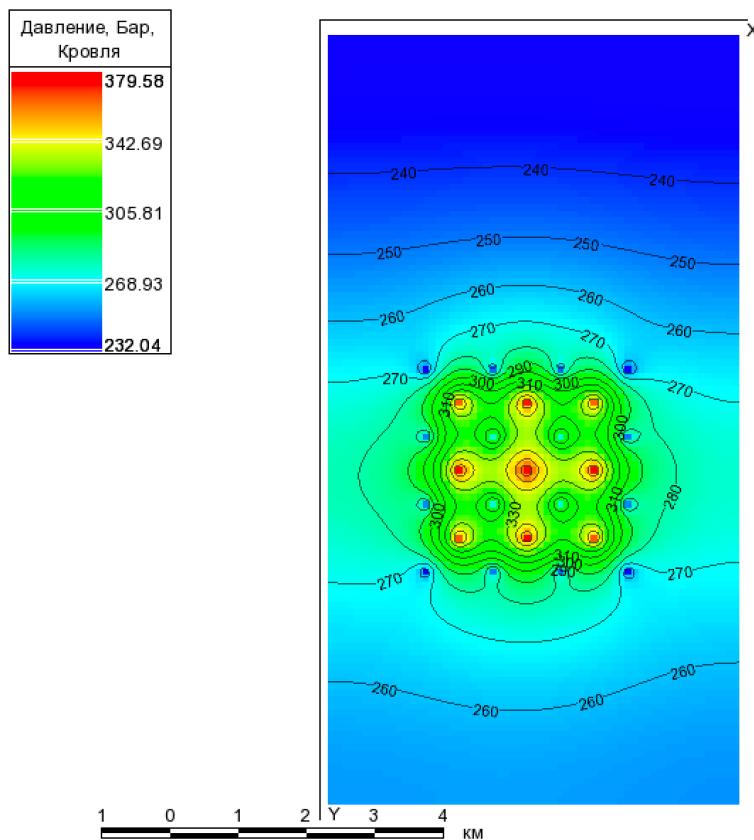


Рис. 1: Распределение давления в последний месяц моделирования – визуализация tNavigator

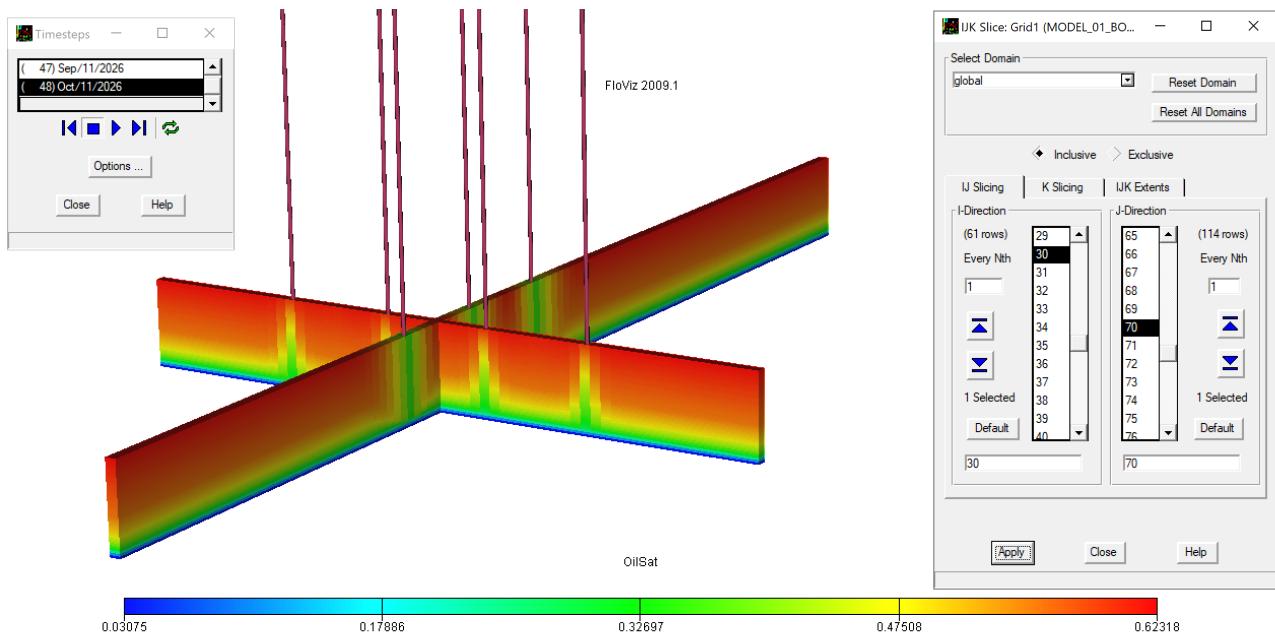


Рис. 2: Нефтенасыщенность в последний месяц моделирования (слайсы вдоль ряда нагнетательных и вдоль ряда добывающих скважин) – визуализация FloVisz

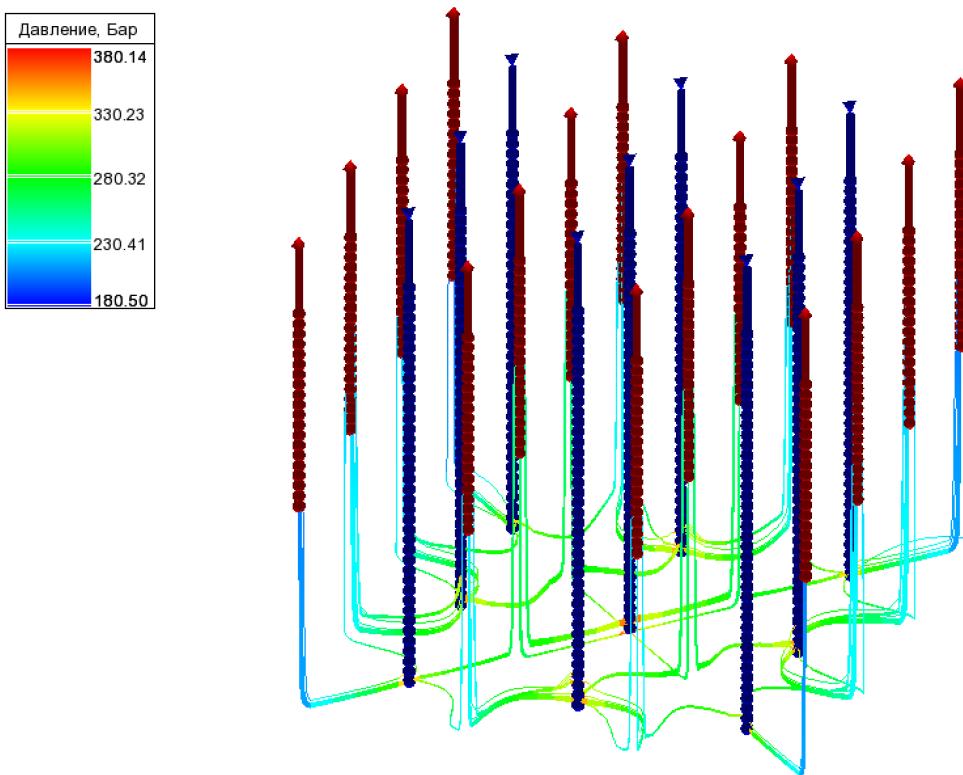


Рис. 3: Линии тока в первые месяцы расчёта – визуализация tNavigator

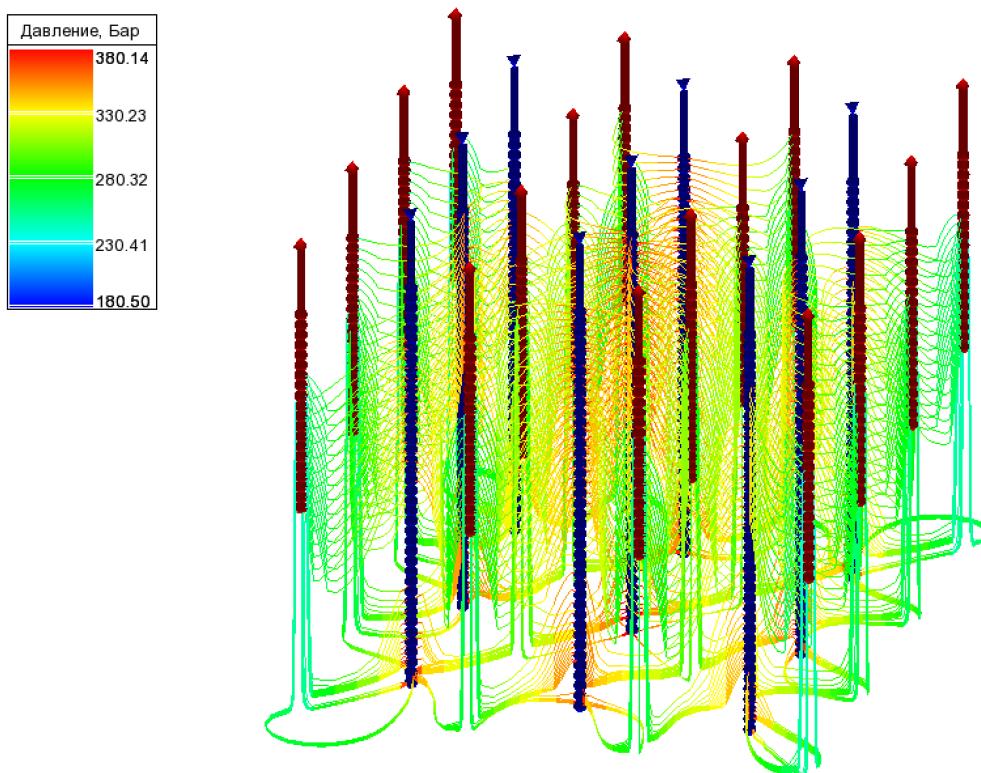
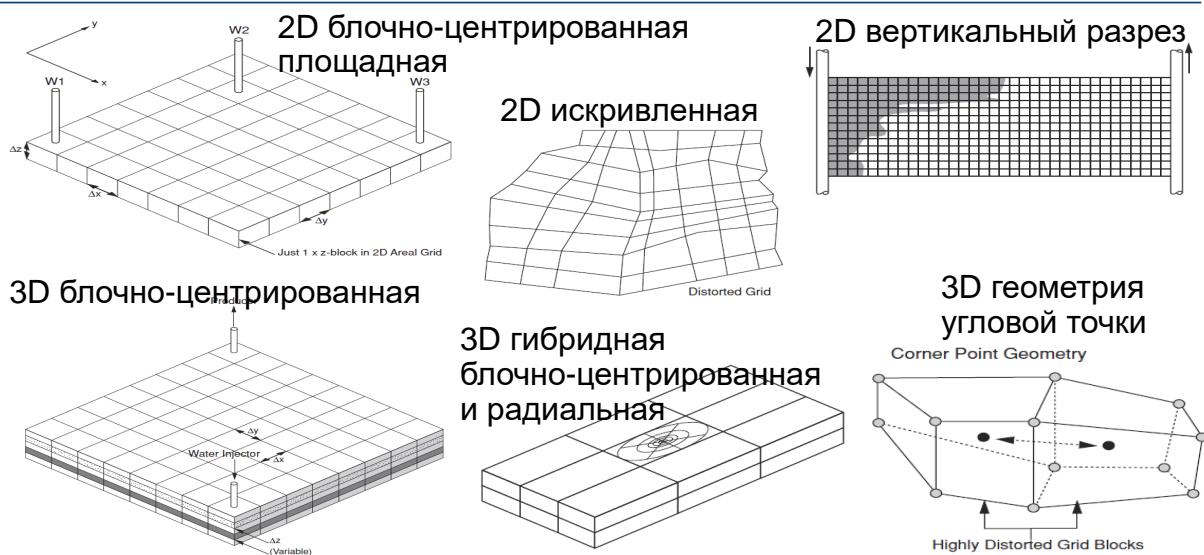


Рис. 4: Линии тока в последний месяц моделирования – визуализация tNavigator

28 Какие сетки используем в гидродинамическом моделировании? Приведите примеры различных сеток и опишите их специфику.

Типы сеток ГДМ [5]



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

Как можно пространство разбить на ячейки?

Самое простое: нарезать параллелепипеды, тогда получится блочно-центрированная сетка ячеек.

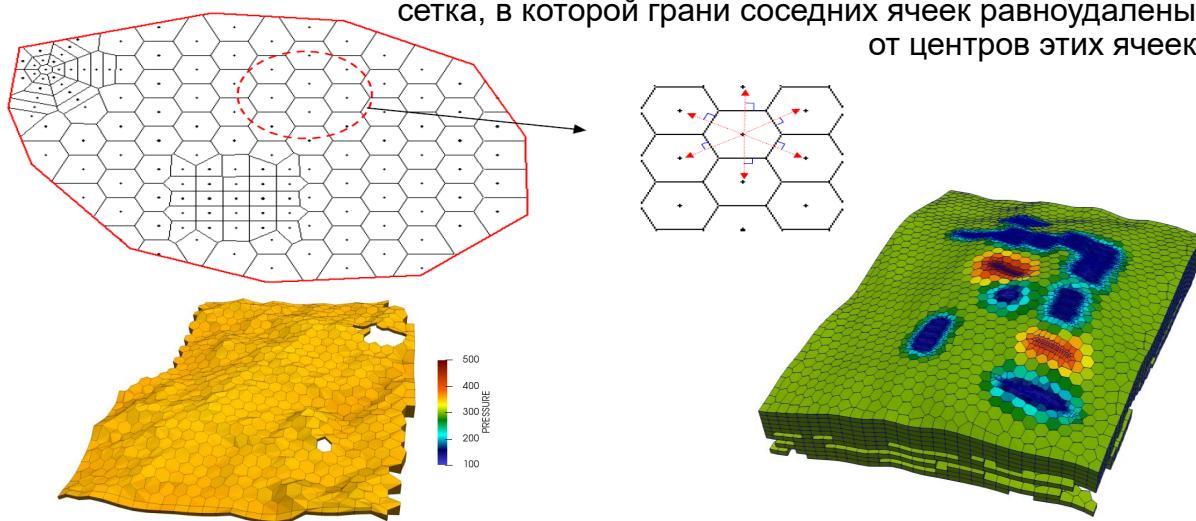
Но пласт у нас неровный. Осадконакопление происходит неравномерно, либо происходят какие-то тектонические процессы после осадконакопления и формирования пласта. Соответственно пласт какой-то изогнутый и с помощью блочно-центрированных ячеек эту изогнутость воспроизвести сложно (придётся сильно измельчать сетку в областях сильных изогнутостей, и это будет сильно замедлять расчёт), поэтому нужно придумать более гибкие ячейки, чтобы описать изгибы пласта под землёй.

Придумали сетки ячеек, которые называются геометрией угловой точки. Для их построения задаются направляющие линии, и на этих направляющих линиях задаются глубины точек, которые являются вершинами для ячеек и таким образом плоскости граней ячеек могут быть повернуты куда угодно, т.е. ячейки становятся более гибкими. На сегодняшний момент 3D геометрия угловой точки является самым популярным способом построения сетки для геологической/гидродинамической модели, чтобы описать строение пласта.

Сетка Вороного

Типы сеток ГДМ

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



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

Также есть так называемая сетка Вороного (или перпендикулярный бисектор). Это локально ортогональная сетка, в которой грани соседних ячеек равноудалены от центров этих ячеек. То есть если мы расставим точки центров ячеек и нарисуем грани этих ячеек так, чтобы они были равноудалены от этих точек центров, то получится как раз шестиугольники (подобные пчелиным сотам). Такая сетка позволяет более точно описать приток к скважине.

Типы сеток ГДМ. LGR

Типы сеток ГДМ. LGR

Локальное измельчение сетки

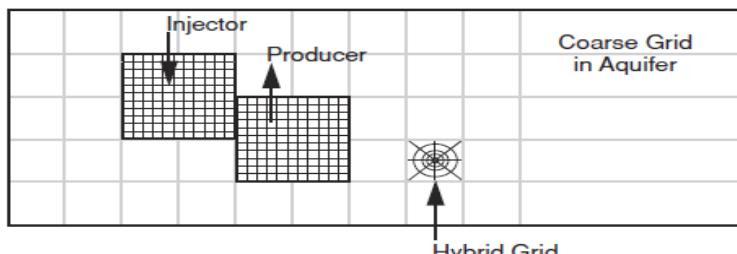
- Используется для более точного моделирования околоскважинных эффектов
- Значительно замедляет расчет

Локальное измельчение радиальной сетки



Рисунки взяты из [5]

Локальное измельчение, укрупнение и гибридная сетка



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

Сетку можно измельчать или укрупнять. Понятно, что если будем сетку измельчать, то их количество будет расти, для каждой из этих ячеек нам придётся решать уравнения фильтрации

(как из одной ячейки в другую перетекает флюид), и это будет замедлять расчёт. Но с другой стороны можем более точно в какой-то области замоделировать течение флюидов.

Здесь (как всегда) приходится искать компромисс между точностью и скоростью. Если нужно какие-то эффекты точно воспроизвести в заданной области, то можем сетку локально изменить. Но также могут быть ячейки, потоки в которых нам особо неинтересны (например, в тех ячейках, где течёт в основном вода) – такие ячейки укрупняем (тем самым уменьшаем количество ячеек и сокращаем время расчёта).

Можем строить радиальную сетку, но на практике, честно говоря, ни разу не видел, чтобы кто-то пользовался. На радиальной сетке проводят в основном теоретические расчёты, но на практике она не используется.

Порядок нумерации ячеек сетки

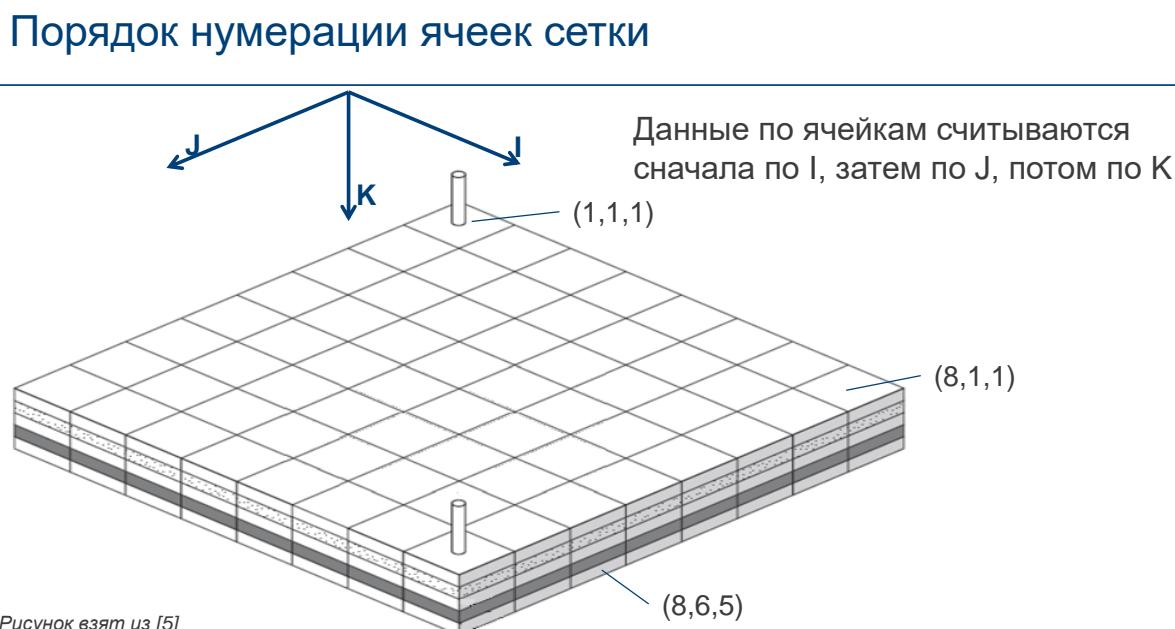


Рисунок взят из [5]

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

Как происходит нумерация ячеек сетки?

Сначала изменяется координата по x , потом по y , потом по z . Начинаем с левого верхнего угла (ячейка с координатами $(1, 1, 1)$), следующие ячейки $(2, 1, 1), (3, 1, 1), (4, 1, 1)$ и так далее. Здесь 8 ячеек по x . Далее переходим ко второму ряду по y , начиная с ячейки $(1, 2, 1)$ переходим к $(2, 2, 1)$ и так далее. После всех рядов по y переходим на следующий слой по z .

Я это рассказываю, чтобы было понимание, в каком порядке номера ячеек меняются, чтобы можно было при визуализации найти какую-то ячейку, которая вам интересна. Например, если вы знаете, какую ячейку вскрывает скважина.

Численные эффекты дискретизации

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

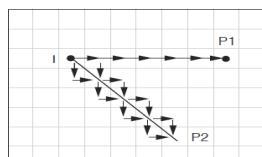
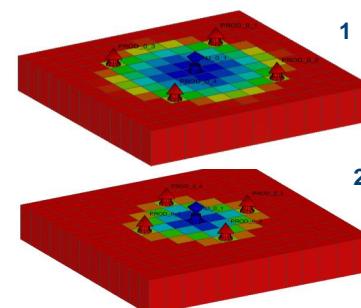
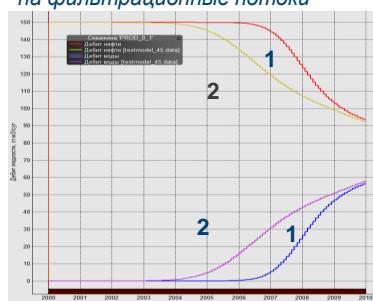


Рисунок взят из [5]

Пример влияния ориентации сетки на фильтрационные потоки



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

Численный эффект, возникающий при дискретизации, – это эффект ориентации сетки. Он заключается в том, что время прихода флюида из одной точки в другую зависит от того, сколько ему нужно пройти ячеек.

Видим, что в случае, когда добывающие скважины расположены по диагонали ячеек сетки, вода к ним приходит позже. Это такой чисто численный эффект, который нужно как-то исключить.

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

Для уменьшения/исключения эффекта ориентации сетки можно измельчить сетку, использовать альтернативные численные схемы (которые учитывают взаимодействие ячеек по диагонали; естественно эти вычислительные схемы усложняют расчёт и требуют дополнительных вычислительных ресурсов), можно использовать сетку Вороного (позволяет более точно смо-

делировать приток к скважине, т.е. уменьшить эффект ориентации сетки) или линии тока (но линии тока являются неким упрощением, когда мы решаем для насыщенности одномерную задачу; про линии тока поговорим ещё дальше по курсу).

Для ячеек Вороного (PEBI) тоже есть сложности с решением систем уравнений, ведь у PEBI самих граней, через которые течёт поток, больше (у прямоугольной ячейки 6 граней, у ячейки Вороного 8 граней), соответственно, и сами матрицы систем уравнений становятся сложнее для решения. Углубляться не будем.

Вообще рекомендация такая: желательно ориентировать сетку ячеек по направлению основных потоков, которые в пласте происходят. Эти потоки могут быть связаны как с сеткой скважин, так и с региональными стрессами (какими-либо разломами, трещиноватостями). Всё равно есть преимущественные направления фильтрации, и сетку желательно ориентировать так, чтобы она была в направлении этих потоков (в направлении фильтрации).

Сетку Вороного не нужно ориентировать; для сетки Вороного пропадает численный эффект ориентации сетки. Но для сетки Вороного есть другая проблема: поток не всегда направлен перпендикулярно грани ячейки в случаях локального измельчения сетки.

29 Какими способами можно задать кубы свойств?

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*a) или в виде функции (**OPERATE**)
- Можно рассчитать нужное свойство в калькуляторе, например, в Petrel, FloViz, FloGrid, tNavigator

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

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

Свойства должны быть заданы для каждой ячейки, чтобы симулятор знал, как производить расчёт. Как правило, эти значения присваиваются центру каждой ячейки; свойства можно задать явным перечислением и, если есть повторяющиеся значения, то их можно сгруппировать (т.е. записать, что свойство в *n* ячейках имеет значение *a*).

Значения свойств ещё могут быть заданы в виде функции (в Eclipse ключевое слово OPERATE, в т-Навигаторе ключевое слово ARITHMETIC).

Schlumberger раньше поставлял FloViz и FloGrid. Сейчас они устарели, и Schlumberger их не продаёт.

Для того, чтобы сэкономить ресурсы, расчёт производится только в активных ячейках. Активными считаются ячейки, в которых фактически происходит поток флюида. То есть в ячейках с глинами (неколлекторами), где нет никаких потоков флюида, нет необходимости проводить какие-либо расчёты. Соответственно, можем просто их исключить из расчёта (по-умолчанию неактивны ячейки с нулевыми пористостью (PORO) или песчанистостью (NTG, отношение количества эффективных толщин к общим толщинам)).

Также есть ключевое слово ACTNUM, которое непосредственно задаёт активные и неактивные ячейки. Т.е. мы или геолог с помощью этого ключевого слова можем самостоятельно отметить ячейки с коллектором (песчаником) или неколлектором (глинами).

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

На этом слайде показаны примеры задания свойств в ячейках непосредственно по ячейкам, с группировкой ячеек, с помощью ключевого слова EQUALS, с помощью копирования COPY, а также с помощью арифметических операций (в Eclipse ключевое слово MULTIPLY, в т-Навигаторе можем использовать ключевое слово ARITHMETIC).

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

На этом слайде показаны примеры задания свойств в ячейках с помощью ключевого слова BOX. На слайде приведены примеры использования ключевого слова INCLUDE. Файлы с большими массивами данных (кубами свойств) хранятся отдельно и подключаются к основному файлу с помощью ключевого слова INCLUDE.

30 Какие способы инициализации модели Вы знаете? Раскройте суть хотя бы одного из способов. Какие ключевые слова применяются для инициализации ГДМ в симуляторе T-Navigator?

Способы инициализации модели в симуляторах

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

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

Фактически при инициализации модели задаём начальные условия.

Есть 2 способа инициализации: равновесный и неравновесный. У равновесного есть ещё 1 подспособ, а именно равновесный с соблюдением начальной насыщенности.

Неравновесный способ инициализации

Способы инициализации модели в симуляторах

Неравновесный

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

массив **PRESSURE**
+
массив **SWAT**

либо

массив **SWAT**
+
PRVD

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

ПОСЛЕ ИНИЦИАЛИЗАЦИИ МОГУТ НАЧАТЬСЯ ПЕРЕТОКИ!

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

В неравновесном способе задаются значения давления и насыщенности на начальный момент

времени во всех ячейках. Из названия ясно, что 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, поэтому для инициализации обычно используется равновесный способ.

Равновесный способ инициализации

Способы инициализации модели в симуляторах

Равновесный

Обязательно использовать ключевое слово **EQUIL**

давление нефтяной фазы в точке отсчета	ECLIPSE						глубина ВНК/FWL	глубина ГНК
точка отсчета	2180	226	2179.5	0.0	2150.0	0.0	2*	-5 /
	2180	226	2176.0	0.0	2150.0	0.0	2*	10 /
	2180	226	2160.0	0.0	2150.0	0.0	2*	0 /
/							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 , если $N>0$)

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

В равновесном способе инициализации задаётся ключевое слово **EQUIL**, в котором указываются опорная (отсчётная) глубина, пластовое давление на этой глубине, глубина ВНК, капиллярное давление на ВНК (если равно нулю, то это зеркало свободной воды FWL), глубина ГНК, капиллярное давление на ГНК, дальше 2 настроенных параметра по умолчанию (см. мануал) и параметр, определяющий точность расчёта запасов (если ячейка большая, то может оказаться так, что уровень ВНК может идти где-то между нижней границей ячейки и её центром; в этом случае центр находится выше ВНК, поэтому вся ячейка по умолчанию будет иметь ненулевую нефтенасыщенность (даже часть, находящаяся ниже ВНК), что будет немного завышать запасы – если есть необходимость точно воспроизвести запасы, то можно изменить последний параметр – для этого он и нужен).

В примере на слайде задано 3 строки: показано, что есть 3 региона, в которых разные уровни зеркала свободной воды. Это может быть 3 пласта или 3 блока месторождения, которые не сообщаются между собой. Для каждого мы соответственно задаём свои условия равновесия, свои условия инициализации.

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

Как происходит инициализация модели в случае равновесного способа?

Сначала вычисляется давление в нефтяной фазе (по формуле $\rho_o gh$) вверх и вниз от точки отсчета (т.е. от уровня, равного значению первого параметра EQUIL).

Таким образом, получаем давление на заданном контакте.

Давление в водяной фазе на контакте получается отниманием капиллярного давления, заданного на контакте.

После этого вычисляем давление в водяной фазе (по формуле $\rho_w gh$) вверх и вниз от точки контакта.

Таким образом, в каждой ячейке есть давление в нефтяной фазе и давление в водяной фазе, а разница между этими давлениями – это фактически капиллярное давление.

Дальше симулятор идет в ключевое слово **SWOF**. В этом ключевом слове заданы зависимости фазовых проницаемостей и капиллярного давления от насыщенности. И симулятор таким образом находит для соответствующего значения капиллярного давления насыщенность и эту насыщенность задает в ячейках.

Т.е. в ячейках у симулятора рассчитаны давления в водяной и нефтяной фазах, их разница это капиллярные давления, а этим капиллярным давлениям можно сопоставить насыщенности (из таблицы), что и происходит.

Равновесный способ инициализации 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**



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

А что происходит, если у нас кроме ключевого слова **EQUIL** задаётся ещё куб начальной водонасыщенности (например, мы делаем проектно-технологическую документацию ПТД и нам строго нужно соблюдать запасы, которые есть в геологической модели)?

Геолог передаёт нам куб водонасыщенности, и мы его подключаем в модель с помощью **SWATINIT**. При таком способе инициализации у симулятора получается две насыщенности: которую он сам рассчитал через условие равновесия и которая у него есть в кубе SWATINIT. Что делать, если они не совпали? Симулятор говорит, что он будет стараться настроить насыщенность так, чтобы она совпала с тем, что задано в кубе SWATINIT. Для этого он будет масштабировать кривую капиллярного давления (т.е. просто растягивать или сжимать её по вертикали) таким образом, чтобы насыщенность в данной ячейке совпала с той, которая задана в ключевом слове **SWATINIT**.

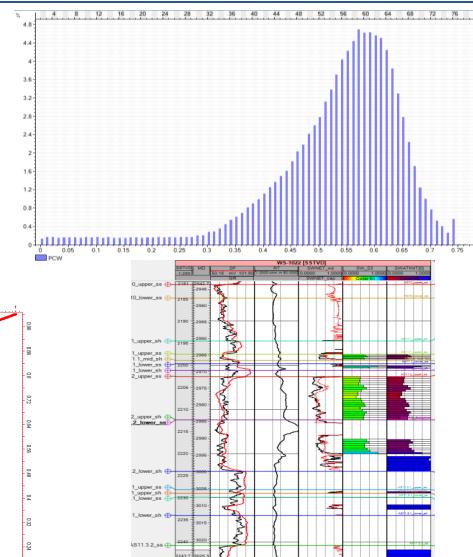
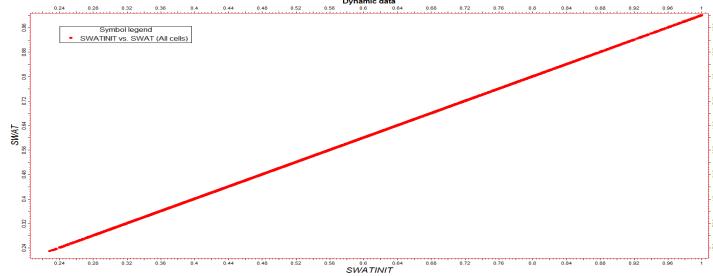
Если насыщенность геологом рассчитана некорректно (т.е. неравновесно), то это может привести к тому, что масштабирования приведут к тому, что капиллярное давление будет слишком большим или слишком маленьким (и это один из критериев для проверки корректности инициализации, т.е. можно оценить диапазоны изменения куба капиллярного давления после инициализации и сравнить его с тем, что мы получали по исследованиям на керне).

Оценка корректности инициализации ГДМ

Оценка корректности инициализации ГДМ

Как убедиться в корректности инициализации?

1. $\text{SWAT}(0)=\text{SWATINIT}$
2. РСВ 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

Как убедиться в корректности инициализации?

1. Можно сравнить насыщенность на начальный (нулевой) 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 на долгий период и убедиться в отсутствии изменений насыщенности и давления (для равновесных инициализаций)

31 Что будет происходить с моделью при инициализации модели различными способами (неравновесный, равновесный, равновесный + начальный куб насыщенности)?

Теория подробно раскрыта при ответе на предыдущий вопрос 30.

При **неравновесном способе** с помощью ключевого слова SWAT задаются значения насыщенности на начальный момент времени во всех ячейках. На начальный момент времени залежь не находится в равновесии, и после инициализации могут начаться перетоки даже в случае отсутствия скважин в модели.

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

Как происходит инициализация модели в случае равновесного способа?

Сначала вычисляется давление в нефтяной фазе (по формуле $\rho_o gh$) вверх и вниз от точки отсчета (т.е. от уровня, равного значению первого параметра **EQUIL**).

Таким образом, получаем давление на заданном контакте.

Давление в водяной фазе на контакте получается отниманием капиллярного давления, заданного на контакте.

После этого вычисляем давление в водяной фазе (по формуле $\rho_w gh$) вверх и вниз от точки контакта.

Таким образом, в каждой ячейке есть давление в нефтяной фазе и давление в водяной фазе, а разница между этими давлениями – это фактически капиллярное давление.

Дальше симулятор идет в ключевое слово **SWOF**. В этом ключевом слове заданы зависимости фазовых проницаемостей и капиллярного давления от насыщенности. И симулятор таким образом находит для соответствующего значения капиллярного давления насыщенность и эту насыщенность задает в ячейках.

Т.е. в ячейках у симулятора рассчитаны давления в водяной и нефтяной фазах, их разница это капиллярные давления, а этим капиллярным давлениям можно сопоставить насыщенности (из таблицы), что и происходит.

Равновесный способ инициализации 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**



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

А что происходит, если у нас кроме ключевого слова **EQUIL** задаётся ещё куб начальной водонасыщенности (например, мы делаем проектно-технологическую документацию ПТД и нам строго нужно соблюдать запасы, которые есть в геологической модели)?

Геолог передаёт нам куб водонасыщенности, и мы его подключаем в модель с помощью **SWATINIT**. При таком способе инициализации у симулятора получается две насыщенности: которую он сам рассчитал через условие равновесия и которая у него есть в кубе **SWATINIT**. Что делать, если они не совпали? Симулятор говорит, что он будет стараться настроить насыщенность так, чтобы она совпала с тем, что задано в кубе **SWATINIT**. Для этого он будет масштабировать кривую капиллярного давления (т.е. просто растягивать или сжимать её по вертикали) таким образом, чтобы насыщенность в данной ячейке совпала с той, которая задана в ключевом слове **SWATINIT**.

Если насыщенность геологом рассчитана некорректно (т.е. неравновесно), то это может привести к тому, что масштабирования приведут к тому, что капиллярное давление будет слишком большим или слишком маленьким (и это один из критериев для проверки корректности инициализации, т.е. можно оценить диапазоны изменения куба капиллярного давления после инициализации и сравнить его с тем, что мы получали по исследованиям на керне).

32 Что такое аквифер? Раскройте суть аквифера. Какое ключевое слово обозначает аквифер в T-Navigator?

Аналитический аквифер

Аналитический аквифер

Точное решение Hurst van Everdingen

аквифер конечных размеров

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

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

$t_D = \frac{kt}{\mu c r_o^2}$ – 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

С помощью аквифера можно задать граничные условия в модели.

Другими словами, если есть водоносный горизонт на границах, то его можно задать в модели с помощью модели аквифера.

Также аквифер является естественным источником поддержания пластового давления в модели.

Есть точное решение Hurst van Everdingen, которое описывает приток из аквифера конечных размеров (формула представлена на слайде).

Но в модели такое точное решение не задать, поэтому была разработана модель притока из аквифера (модель Carter-Tracy).

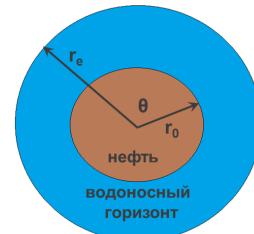
Аналитический аквифер

Модель Carter-Tracy (AQUCT) $\overline{Q_{ai}} = \alpha_i \{a - b[p_i(t + \Delta t) - p_i(t)]\}$

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

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

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



- 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

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

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

Формулы представлены на слайде. Фактически задаются параметры, которые описывают аквифер: мощность (толщина), пористость, сжимаемость, радиус и так называемый угол влияния. В данной модели пласт представляется кругом или частью круга, а аквифер присоединяется к краям залежи. И соответственно угол θ (угол влияния), который говорит, какой частью круга является пласт, в формулу и входит.

Модель Carter-Tracy описывает переход из неустановившегося в псевдо-установившийся режим течения.

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

Аналитический аквифер

Модель Fetkovich ([AQUFET](#))

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

q_w – дебит воды

J – продуктивность аквифера

\bar{p}_a - среднее давление аквифера

p – среднее давление нефтеносного горизонта

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

Недостаток:

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

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

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

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

Далее более подробные слайды про аквифер.

Аквифер

Водоносный горизонт или **аквифер** — осадочная горная порода, представленная одним или несколькими переслаивающимися подземными слоями горных пород с различной степенью водопроницаемости.

Причины перетока воды в углеводородную залежь:

- энергия (избыточное давление воды);
- разность давления (залежью и водоносной зоной)

Неопределенности при описании аквифера:

- проницаемость;
- Пористость;
- Толщины;
- Свойства флюидов

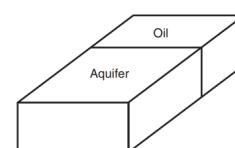
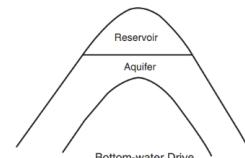
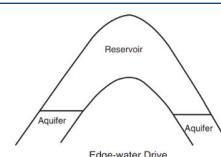
Классификация

Критерий замкнутости:

- законтурный режим;
 - краевой режим;
 - подошвенный режим
- Критерий активности:
- активная законтурная зона;
 - умеренно или малоактивный слой;
 - неактивная зона

Существующие модели

- модель водоносного горизонта;
- стационарная модель Schilhuis;
- модифицированное уравнение стационарного состояния Херста;
- нестационарная модель Van Эвердингена и Херста:
 - законтурный режим;
 - подошвенный режим;
- Модель Картера-Трейси



Примеры применения: Tarek A., Paul D. McK. «Advanced Reservoir Engineering»

Газпром нефть | 66

Аквифер

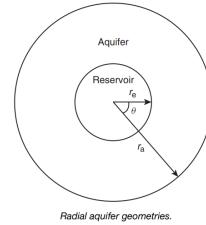
Модели притока воды: модель водоносного горизонта

Базовое определение сжимаемости + водоносный слой:

$$We = c_t W_i f (p_i - p)$$

$$W_i = \frac{\pi(r_a^2 - r_e^2)h\phi}{5.615}$$

p_i – давление аквифера, атм
 $f = \theta/360^\circ$ – параметр, характеризующий степень «обхвата» залежи и несовершенства формы



Задача:

расчитать приток воды из аквифера при разнице давления в 200 psi и $f = 80/360$

Вычислим начальный объем воды в водоносном слое:

$$W_i = \frac{\pi(r_a^2 - r_e^2)h\phi}{5.615} = \frac{\pi(10000^2 - 2600^2)25 * 0.12}{5.615} = 156.5 \text{ MMbbl}$$

Определим приток воды при разнице давлений в 200 psi:

$$We = c_t W_i f (p_i - p) = 10^{-6}(4+3)156.5 * 10^2 \frac{80}{360} * 200 = 48689 \text{ bbl}$$

	Reservoir	Aquifer
radius, ft	2600	10 000
porosity	0.18	0.12
c_t, psi^{-1}	4×10^{-6}	3×10^{-6}
c_w, psi^{-1}	5×10^{-6}	4×10^{-6}
h, ft	20	25

Ограничение модели:
можно применять только в случае, если размер водоносного слоя имеет тот же порядок, что и нефтеносный пласт

Газпром нефть | 67

Аквифер

Модели притока воды: стационарная модель Schilhuis и модифицированное уравнение стационарного состояния Херста

Уравнением Дарси + водоносный слой:

$$\frac{dWe}{dt} = e_w = \frac{0.00708kh}{\mu_w \ln(r_a/r_e)} (p_i - p) = C(p_i - p)$$

Задача:

определить приток воды за 100 дней при $C = 130 \text{ bbl/day/psi}$.

t (days)	p	$p_i - p$
0	3500	0
100	3450	50
200	3410	90
300	3380	120
400	3340	160

$$We = C \left[\left(\frac{p_i - p_1}{2} \right) (t_1 - 0) \right] = 130 \left(\frac{50}{2} \right) (100 - 0) = 325000 \text{ bbl}$$

Уравнением Дарси + водоносный слой + модификация Херста:

$$\frac{dWe}{dt} = e_w = \frac{0.00708kh}{\mu_w \ln(at)} (p_i - p) = \frac{C(p_i - p)}{\ln(at)}$$

$$r_a/r_e = at$$

Рост радиуса дренирования водоносного слоя r_a по мере отвода воды из аквифера

Задание:
расчитать приток воды через 1186.25 дней.

Time (days)	Pressure (psi)	W_i (M bbl)	e_w (bbl/day)	$\frac{p_i - p}{\ln(t)}$	t (days)	$\ln(t)$	$p_i - p$	e_w (bbl/day)	$(p_i - p)/e_w$
0	3793	0	0	0	0	–	0	0	–
182.5	3774	24.8	389	19	182.5	5.207	19	389	0.049
365.0	3765	172.0	1279	84	365.0	5.900	84	1279	0.066
547.5	3753	489.0	2158	150	547.5	6.305	150	2158	0.070
730.0	3747	978.0	3187	246	730.0	6.593	246	3187	0.077
912.5	3745	1616.0	3844	308	912.5	6.816	308	3844	0.081
1095.0	3746	2388.0	4458	377	1095.0	6.999	377	4458	0.085

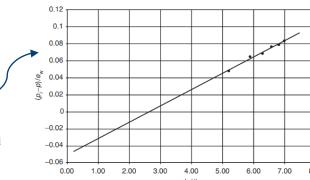
Определив необходимые параметры...

...найдем константы C и a по графику...

... и вычислим приток воды за 1186.25 дней:

$$We = 50 \int_0^{1186.25} \frac{p_i - p}{\ln(0.064t)} dt = 2908 \text{ Mbbl}$$

Газпром нефть | 68



Аквифер

Модели притока воды: нестационарная модель Ван Эвердингена и Херста

Законтурный режим

$$\text{Безразмерное уравнение диффузии + водоносный слой: } \frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}$$

Границные условия:

- постоянный приток: $p = p_i, r = \infty$
- постоянное граничное давление (давление аквифера): $\frac{\partial p}{\partial r} |_{r=r_a} = 0$

Начальное условие:

- постоянный приток: $p = p_i$

Ограничения:

- равномерная толщина;
- постоянная проницаемость;
- однородная пористость;
- постоянная сжимаемость горных пород;
- постоянная сжимаемость воды.

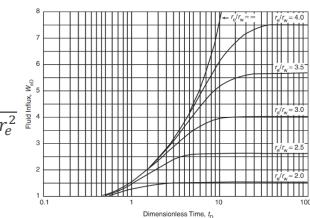
Решение было получено численно и представлено в виде таблицы, как зависимость безразмерного притока от параметров:

$$We = B \Delta p We_D$$

$$B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h f$$

$$t_D = 6.328 * 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu_w c_t r_e^2}$$

$$r_D = \frac{r_a}{r_e}$$



Подошвенный режим

$$\text{В случае подошвенного режима: } \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + F_k \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\mu \phi c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

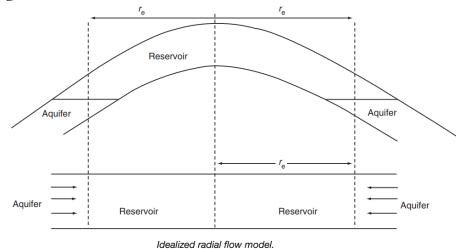
Где F_k - отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной: $F_k = k_v/k_h$

Решение было получено численно и представлено в виде таблицы, как зависимость безразмерного притока от параметров:

$$t_D = 6.328 * 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu_w c_t r_e^2} \quad We = B \Delta p We_D$$

$$z_D = \frac{h}{r_e \sqrt{F_k}}$$

$$B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h f \quad \text{Газпром нефть | 69}$$



Idealized radial flow model.

Аквифер

Модели притока воды: модель Картера-Трейси

$$(We)_n = (We)_{n-1} + [(t_D)_n - (t_D)_{n-1}] \left[\frac{B \Delta p_n - (We)_{n-1} (p_D^\wedge)_n}{(p_D)_n - (t_D)_{n-1} (p_D^\wedge)_n} \right]$$

$$B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h f$$

$$t_D = 6.328 * 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu_w c_t r_e^2}$$

$$p_D = a_0 + a_1 t_D + a_2 \ln(t_D) + a_3 [\ln(t_D)]^2$$

$$p_D^\wedge = a_1 + a_2 \frac{1}{t_D} + 2a_3 \ln(t_D) \frac{1}{t_D}$$

r_{eD}	a_0	a_1	a_2	a_3
1.5	0.10371	1.6665700	-0.04579	-0.01023
2.0	0.30210	0.6817800	-0.01599	-0.01356
3.0	0.51243	0.2931700	0.015340	-0.06732
4.0	0.63656	0.1610100	0.158120	-0.09104
5.0	0.65106	0.1041400	0.309530	-0.11258
6.0	0.63367	0.0694000	0.41750	-0.11137
8.0	0.40132	0.0410400	0.695920	-0.14350
10.0	0.14386	0.0264900	0.896460	-0.15502
∞	0.82092	-0.000368	0.289080	0.028820

Отличие этого метода от нестационарной модели Ван Эвердингена и Херста:

- меньшее количество вычислений;
- предположение постоянного притока воды в течение каждого конечного интервала времени

33 Опишите структуру Data файла для запуска модели в симуляторе T-Navigator. Опишите основные разделы Data файла.

Структура файла исходных данных для симуляторов ECLIPSE и т-Навигатор

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

В т-Навигаторе тоже поддерживается формат Eclipse. И в т-Навигаторе тожечитываются DATA-файлы, которые состоят из секций, в которые сгруппированы определённые ключевые слова, описывающие модель. По сути это чем-то похоже на программирование: есть некая команда, которая воспринимается программой симулятором, и дальше идут некие параметры выполнения этой команды.

RUNSPEC = спецификация запуска. Eclipse создавали ещё в 80-е годы на Фортране и в это время не было достаточного количества оперативной памяти, следовательно, нужно было заранее определять, сколько памяти потребуется модели для расчёта. Поэтому в этой секции указывались основные характеристики: сколько в модели будет скважин, сколько моделируемых фаз, сколько разных PVT-таблиц. В общем, такие характеристики, чтобы под них забронировать оперативную память. Сейчас таких проблем с оперативной памятью уже нет, но исторически такая секция RUNSPEC осталась.

В секции PROPS задаются PVT-свойства флюидов и SCAL свойства (special core analysis in laboratory) взаимодействия этих флюидов с пластом. Для получения этих свойств проводится специальный анализ флюидов и керна в лаборатории.

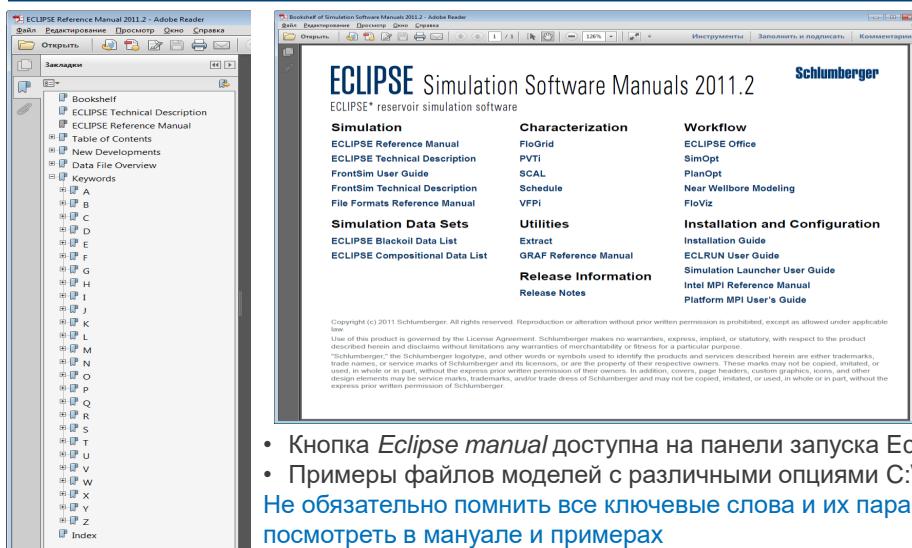
Секция REGIONS используется, если нам нужно задать отдельные регионы, в каждом из которых свои свойства (например, свои свойства флюида). Когда это нужно? Например, у нас есть несколько пластов на месторождении, и в каждом из этих пластов свойства отличаются, соответственно, можем записать их как разные регионы и для каждого региона задавать свои свойства.

Секция SOLUTION описывает инициализацию модели, т.е. начальные условия (до того, как начался расчёт): какое начальное состояние по насыщенности и так далее.

В секцию SUMMARY записываются те графики, которые хотим посмотреть по результатам расчёта. Эта секция тоже относится к симулятору Eclipse, в т-Навигаторе эта секция необязательна (в нём настройка отображаемых графиков производится в самом интерфейсе программы – галочками отмечаются графики, которые требуется отобразить).

Справочники для симуляторов ECLIPSE и т-Навигатор

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 мануалах и примерах

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

Ключевые слова запоминать необязательно. И для Eclipse, и для т-Навигатора, и для других симуляторов есть справочники, которые поставляются вместе с программой. В этих справочниках есть технический мануал, в котором описаны уравнения, заложенные в расчёт, и есть мануал, который описывает сами ключевые слова (обычно сгруппированы по первым буквам). Следовательно, можем найти необходимое ключевое слово и посмотреть, какие параметры нужны для этого ключевого слова.

Также есть примеры файлов-моделей с различными опциями. Если хотим смоделировать какой-либо процесс (например, закачку полимера или водогазовое воздействие), то можем просто открыть папку с готовыми примерами (как правило, эта папка совпадает с корневой папкой, в которой лежит сам симулятор) и посмотреть, какие ключевые слова используются для моделирования этого процесса. Затем вернуться в мануал и просмотреть эти ключевые слова, чтобы понять, что необходимо задавать для моделирования этих опций и воздействий.

34 Как задавать параметры скважин в T-Navigator? Как можно задать контроль на скважинах в T-Navigator?

Задание истории работы скважин

WELSPECS определяет новую скважину

COMPDAT определяет местоположения и параметры перфорации скважины

WCONHIST определяет фактические дебиты и давления при воспроизведении истории

WCONINJH определяет фактические приемистости и давления при воспроизведении истории

WEOPEN используется для открытия и закрытия скважин / перфораций

WEFAC определяет коэффициент эксплуатации скважины

WELPI, WPIMULT изменяет коэффициент продуктивности

DATES определяет дату отчетного шага, до которой будет идти расчет

TSTEP определяет длину следующего временного шага

END знаменует окончание расчета

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

Здесь перечислены ключевые слова для задания истории работы скважин (а также контроль на скважинах при воспроизведении истории – т.е. расчёт производится для участка времени с уже имеющейся историей эксплуатации).

Всё, что написано после ключевого слова END, симулятор не читает.

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

На данном слайде указано, как задавать контроль по скважинам в случае проведения прогнозных расчётов (для будущего времени, для которого ещё нет исторических данных).

Когда адаптировали на историю, были ключевые слова WCONHIST для добывающих скважин и WCONINJH для нагнетательных скважин.

А здесь (на прогноз) для добывающих скважин используется ключевое слово WCONPROD, для нагнетательных скважин используется ключевое слово WCONINJE.

Можно контроль на скважинах задавать по дебитам, по забойному давлению; на нагнетательных соответственно – по приёмистости. Также можно осуществлять контроль по устьевому давлению, но тогда нужно будет ещё добавить VFP-таблицы, в которых описано, как меняется давление по стволу скважины при различных режимах течения, т.е. грубо говоря, какие потери давления будут по стволу скважины (это нужно для того, чтобы симулятор пересчитал забойное давление; от устьевого до забойного пересчитал потери). Есть специальные программы, в которых формируются VFP-таблицы, т.е. можно их заранее создать.

Можно также указывать групповой контроль GCONPROD. Например, это может быть полезно, если у нас заданы какие-то ограничения по отборам на дожимной насосной станции ДНС. Т.е. эксплуатируем скважины так: сколько притечёт, столько притечёт, но сверху есть ограничение, что группа скважин не может добывать больше какой-то величины (соответственно это можно в групповом контроле указать).

Также и для нагнетательных скважин можно указать групповой контроль GCONINJE. Здесь есть ещё опция compens (обеспечить компенсацию), т.е. можно задать, чтобы какая-то группа нагнетательных скважин обеспечивала компенсацию по какой-то группе добывающих скважин. Можно также сделать и по месторождению, что все нагнетательные скважины должны нагнетать столько, чтобы обеспечить 100% (или 120% или сколько укажете) компенсацию (тогда просто режим эксплуатации нагнетательных скважин будет подбираться так, чтобы эту компенсацию обеспечить – вручную не нужно будет подбирать – всё будет сделано автоматически).

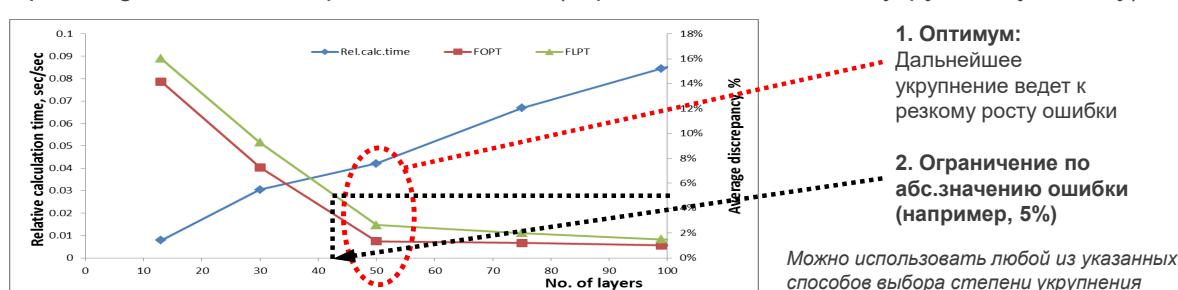
35 Что такое ремасштабирование (UpScaling)? Раскройте суть ремасштабирования

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

Теперь переходим непосредственно к созданию модели. После того, как геолог создал свою статичную геологическую модель и передал его гидродинамику, бывают случаи, когда эту модель необходимо сделать более грубой, когда эта модель слишком детальная и эта детальность излишняя (только забирает ресурсы и никакой информации особо не несёт для гидродинамика).

Возникает необходимость сделать процедуру ремасштабирования, т.е. укрупнение модели (точнее укрупнение ячеек модели). Эта процедура состоит из двух этапов: первое это UpGridding (ремасштабирование сетки; изменение размеров и количества ячеек) и второе это UpScaling (ремасштабирование свойств; т.е. после того, как мы получили большие ячейки, нам в эти большие ячейки нужно записать свойства, а именно осреднить значения свойств из маленьких ячеек и перенести эти осреднённые значения в большую ячейку).

Возникает такой вопрос: до какой степени нам модель можно укрупнять и когда следует остановиться, т.е. когда мы начнём терять в качестве?

Можно построить такой график (представлен на слайде): по оси x откладываем количество слоёв по вертикали (здесь мы говорим про укрупнение по вертикали), а по оси y откладываем погрешность в расчёте накопленной добычи нефти (FOPT), накопленной добычи воды (FLPT). Т.е. мы сравниваем, насколько результаты вот этих накопленных показателей отличаются от модели с исходной геологической сеткой. При уменьшении количества слоёв ошибка постепенно растёт, и в какой-то момент на графике возникает перегиб (ошибка начинает возрастать более резко), т.е. это является неким косвенным признаком того, что мы начинаем в этот момент терять какую-то информацию о геологическом строении, о неоднородности. И соответственно

можем сказать, что в этой точке перегиба у нас оптимум, дальше которого модель укрупнять не следует (стоит остановиться). Итак, первым способом выбора степени укрупнения является нахождение оптимума (точки перегиба на графике).

Второй способ – это просто ограничиться каким-то значением ошибки. Почему-то обычно привязываются к каким-то круглым значениям (5, 10 или 20 %).

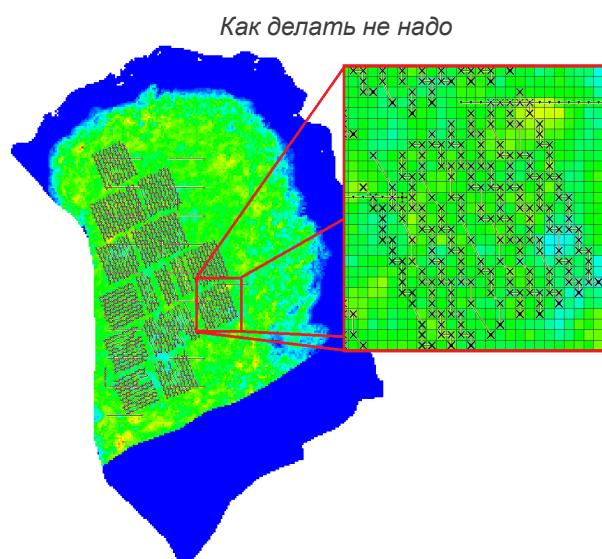
Но лучше всё-таки использовать способ, который показывает, в какой момент мы начинаем терять информацию о строении месторождения.

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)



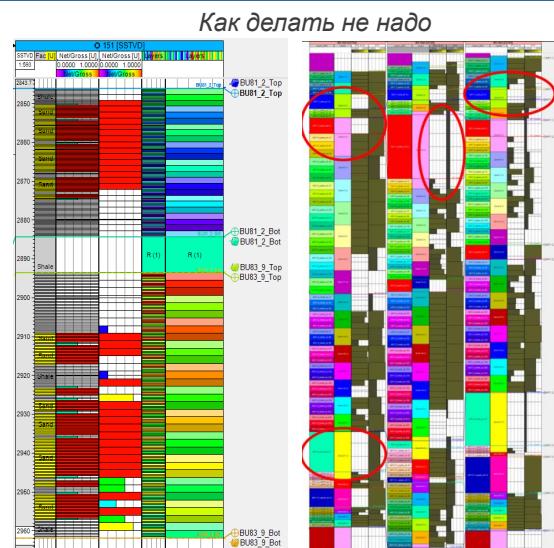
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 60

По горизонтали рекомендация следующая: рекомендуется, чтобы между скважинами было не менее 3-5 ячеек, чтобы описать фильтрацию между скважинами. Но с другой стороны, если у нас количество данных по месторождению ограничено, то стремиться к излишней детализации тоже не стоит, потому что точности не добавится (ведь новых данных нет), а время расчёта увеличится. Но как минимум 3-5 ячеек всё таки желательно оставлять. Справа на слайде приведён пример модели, которую передавали мне на экспертизу: и даже сложно различить, где какая скважина находится (здесь представлены горизонтальные скважины; крестиками помечены перфорации), настолько близко они расположены (в соседних ячейках), что, честно, даже непонятно, где какой ствол идёт; что таким образом пытались смоделировать тоже непонятно, естественно экспертизу такая модель не прошла и было рекомендовано сделать более детальную модель, чтобы между скважинами корректно воспроизводить процесс фильтрации.

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

По вертикали желательно следить за тем, чтобы сохранялась расчленённость, нарезка слоёв и глинистые перемычки не пропадали.

Здесь на слайде тоже показан пример одной из моделей, которая проходила на экспертизу (левый рисунок на слайде). Как делать не надо. Видим, что в геологической модели и верхний, и нижний пласти достаточно расчленённые (на ГИС есть много белых глинистых перемычек). А после укрупнения видим, что верхний пласт вообще склеился в один однородный массив, и в нижнем пласте тоже расчленённость пропала.

На правом рисунке на слайде есть пример, в котором глинистые перемычки пропали не внутри одного пласта, а даже между пластами, т.е. пласты, которые вообще не сообщаются гидродинамически, вдруг стали гидродинамически связанными. Такое ужасное нарушение; модель стала совсем непригодной для расчётов, поскольку появилась вертикальная связь.

Ремасштабирование свойств

Песчанистость рассчитывается путем взвешивания по геометрическому объему ячеек.

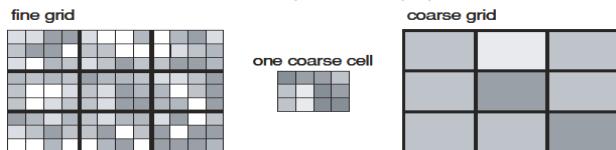
$$NTG = \frac{\sum V_i^{geom} \cdot Lit_i}{\sum V_i^{geom}}$$

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)

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

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



Рисунки взяты из [5]

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

После того, как мы укрупнили ячейки, нужно в эти ячейки перенести свойства.

Вот у нас пример здесь: были такие маленькие ячейки, теперь эти маленькие ячейки стали одной большой ячейкой. У маленьких ячеек были разные значения какого-то свойства. Какое значение теперь занести в большую ячейку?

Есть рекомендованные методы расчёта средних свойств и очерёдности расчёта: сначала мы рассчитываем среднее значение песчанистости (рассчитывается как среднее арифметическое, но взвешенное по объёму ячеек; формула представлена на слайде – ячейки имеющие больший объём вносят больший вклад), следующей по очереди осредняется пористость (здесь среднее арифметическое, взвешенное на эффективный объём; эффективный объём – это песчанистость, умноженная на геометрический объём), далее осредняется насыщенность (среднее арифметическое, взвешенное на поровый объём; поровый объём – это пористость, умноженная на эффективный объём). Это всё делается для того, чтобы воспроизвести запасы для модели с укрупнённой сеткой.

Если же делать всё-таки гидродинамически уравновешенную модель, то насыщенность можно не осреднять, а рассчитать по гидростатическому равновесию. Про это (про расчёт насыщенностей) дальше мы тоже будем говорить, когда будем обсуждать инициализацию модели.

Ремасштабирование проницаемости

Ремасштабирование проницаемости

Методы ремасштабирования проницаемости:

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

$$k_{\text{eff}} = k_a = \frac{\sum_{i=1}^n t_i k_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$$

$$k_{\text{eff}} = k_h = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n \frac{t_i}{k_i}}$$

$$k_g = \exp\left(\frac{\sum_{i=1}^n \ln(k_i)}{n}\right)$$

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

Для проницаемости методы осреднения более разнообразны, поскольку проницаемость не является объёмной характеристикой, а является характеристикой, зависящей от направления фильтрации.

И получается, что если поток идёт параллельно напластованию, то мы можем использовать среднее арифметическое для осреднения.

Если поток идёт перпендикулярно напластованию, то рекомендуется использовать среднее гармоническое.

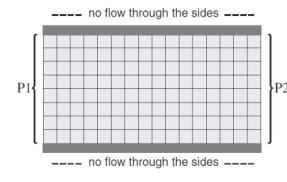
Если же пласт сильно неоднородный (сложно выделить направление напластования), то можно использовать среднее геометрическое или хитроумную комбинацию арифметических и гармонических.

Но самый лучший способ – это осреднение на основе решения уравнений однофазной или многофазной фильтрации. Т.е. что делается? Фактически производится расчёт потоков (по формуле Дарси, грубо говоря) на мелких ячейках и затем на крупных ячейках обратным пересчётом рассчитывается проницаемость так, чтобы потоки через грани крупных ячеек были такими же, как и сумма потоков через грани мелких ячеек, которые составляют эту крупную ячейку. Т.е. основная задача – это сохранить потоки, и таким образом подбирается проницаемость, чтобы эти потоки сохранились.

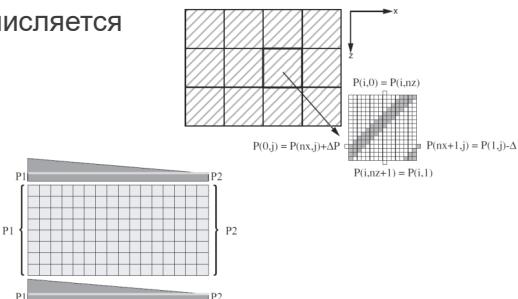
Ремасштабирование проницаемости (Flow-based)

- 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)



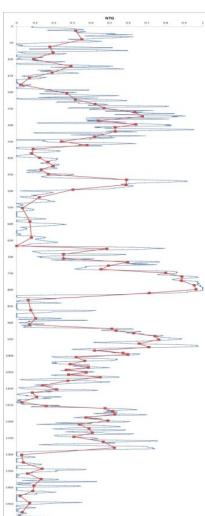
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 64

Здесь говорится о том, какие условия задавать на границах при таком способе осреднения. Если поток идёт по горизонтали, то мы говорим, что вертикального перетока нет. Если идёт косая слоистость, то вычисляется полный тензор проницаемости. Если идёт и горизонтальный поток, и вертикальный, то можно задать изменение давления на верхних границах, чтобы был переток.

Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

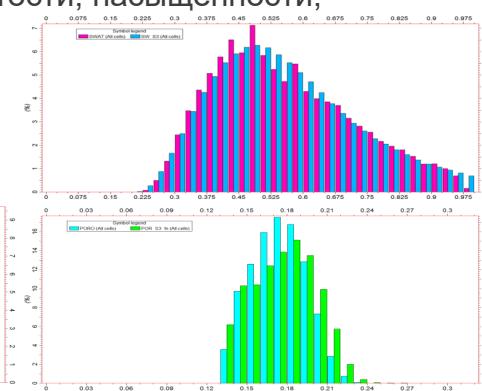
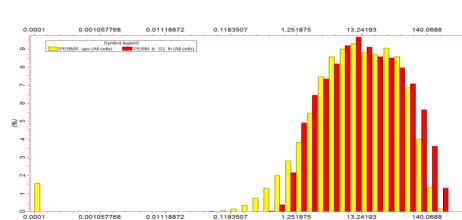
Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

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

Как контролировать ремасштабирование? Есть несколько способов.

Первое – это геолого-статистический разрез (например, по песчанистости). Здесь чисто визуально оценивается, сохранились ли глинистые перемычки, оцениваются доли коллектора с вы-

соким и низким содержанием глины, т.е. такое визуальное сравнение графиков.

На слайде (на крайнем левом рисунке) красным показано среднее значение песчанистости в слоях по укрупнённой модели, а синей – в исходной геологической модели. Геолого-статистический разрез получается следующим образом: в каждом слое считается среднее арифметическое значение и наносится на график (по оси ординат – слои, по оси абсцисс – значения песчанистости). Получается такая вот «кардиограмма» (крайний левый рисунок), на которой мы сопоставляем визуально, насколько хорошо сохранились глинистые перемычки.

Также можно сопоставить начальные запасы углеводородов (сохранились или не сохранились после ремасштабирования), эффективные толщины и ещё можно посмотреть гистограммы.

Гистограммы, конечно, один в один не совпадут, потому что количество крайних ячеек (точнее ячеек, которые имеют крайние значения, т.е. либо максимальные, либо минимальные) сократится, поскольку такие ячейки в ходе осреднения будут объединяться с ячейками с другими значениями. Соответственно количество крайних значений уменьшится, и гистограмма как бы прижмётся к своему среднему значению, но при этом вид самой гистограммы должен быть одинаковый как до, так и после укрупнения ячеек. Т.е. если мы видим какое-то смещение среднего значения или другой вид гистограммы, то это может говорить о том, что мы потеряли какую-то информацию о строении пласта в ходе этого укрупнения и нужно вернуться и проверить, всё ли правильно мы сделали, правильные ли методы осреднения использовали и не слишком ли грубо мы всё это сделали.

36 Что такое радиус Писмана? Раскройте суть радиуса Писмана.

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

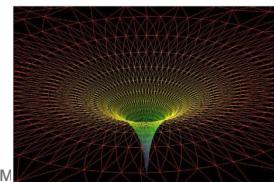
$$q_{oi} = \frac{2\pi k_{ro,i} k_{abs,i} \Delta Z_i N T G_i (\textcolor{red}{P}_{o,i} - P_{wf})}{\mu_{o,i} B_{o,i} [\ln(\textcolor{red}{r}_p/r_w) + S_{model}]}$$

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 Диопюи, 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»



Формула для расчёта притока к скважине в модели немного отличается от стандартной формулы расчёта радиального притока. Отличается в плане того, что в обычной формуле мы берём радиус контура питания и давление на этом контуре питания, а в модели мы рассчитываем приток в скважину из той ячейки (или из тех ячеек), которые скважина вскрывает. И соответственно вместо радиуса контура питания берётся такой радиус от скважины, на котором давление равно среднему давлению в ячейке (так называемый радиус Писмана). Также в этой формуле будет немого отличаться скин-фактор. В итоге, эти 3 параметра (радиус контура питания, давление на контуре питания, скин-фактор) отличаются, но так, чтобы дебит, который рассчитан по формуле компьютерной модели, совпадал с дебитом, рассчитанным по формуле радиального притока.

Моделирование притока к скважине

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

Анизотропный пласт

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

$$r_p = 0.28 \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}} + \sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}}$$

Изотропный пласт

$$k_x = k_y$$

$$\Delta x = \Delta y$$

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

$$r_p = 0.198 \Delta x$$

На слайде представлены формулы для радиуса Писмана.

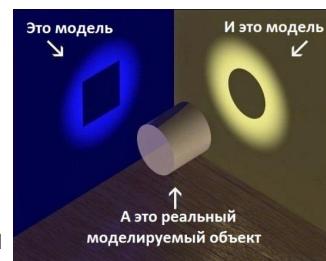
Обычно у нас пласт изотропный, проницаемости по x и по y одинаковы, размеры ячеек тоже примерно одинаковы, поэтому можно считать, что радиус Писмана $r_p \approx 0.2\Delta x$, т.е. для 100-метровой ячейки на 20 метрах от скважины давление будет равно среднему давлению в ячейке.

37 Что такое адаптация модели? Опишите основные шаги адаптации 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

После указания всех данных в модели можем поставить её на расчёт и обнаружить, что результат расчёта не совпал с фактическими замерами, которые мы в модель занесли.

Почему это происходит?

Во-первых, данных недостаточно.

Во-вторых, имеющиеся данные обладают неопределённостью: у нас данные точечные (только по скважинам), а в межскважинном пространстве геолог стохастическими методами (или ещё как-то) распределил свойства – даже в скважинах измеренные данные обладают погрешностью, а в межскважинном пространстве эта погрешность тем более есть, что приводит к несовпадению результатов расчёта с фактом.

Перед тем как использовать построенную модель для прогнозов её нужно настроить на факт. Другими словами, необходимо провести адаптацию модели, т.е. изменить значения параметров модели, обладающих неопределенностью, с целью минимизации отклонений расчётных значений параметров работы скважин и месторождения от фактически замеренных.

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

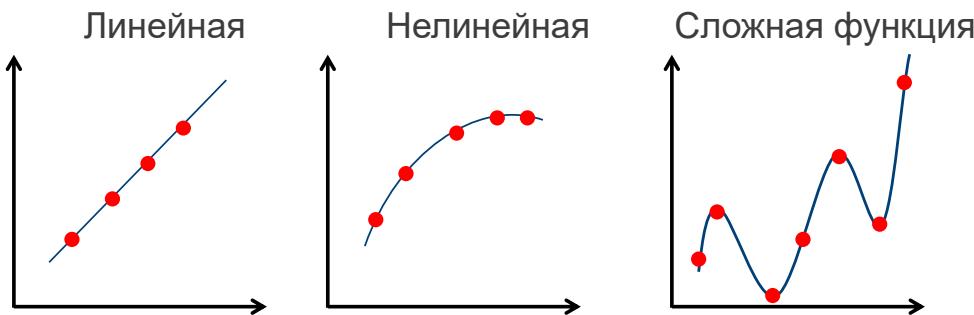
Обычный подход к адаптации – это ручная корректировка параметров модели на основе инженерного опыта, представления о физике пласта. Но есть и программные комплексы, позволяющие осуществлять автоматизированную адаптацию на основе оптимизационных алгоритмов.

Задача оптимизационных алгоритмов: варьируя параметры модели, устремить целевую функцию к нулю. Тоже есть много нюансов, как эти алгоритмы настроить, как задать целевую функцию и так далее. И ещё сами алгоритмы не контролируют физическую адекватность решения

(полученные решения нужно перепроверять).

Обратные задачи

Обратные задачи



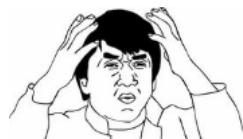
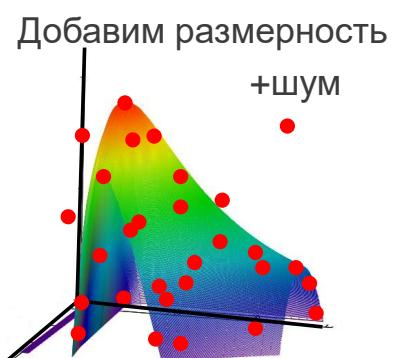
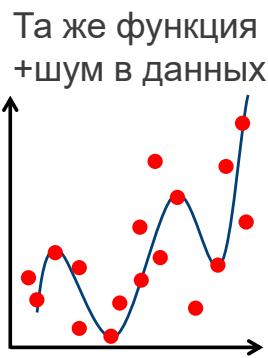
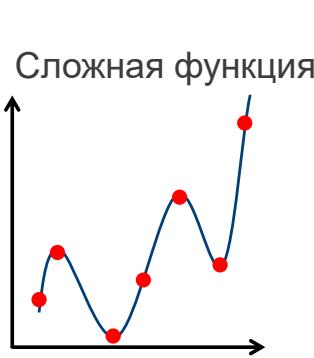
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 150

Есть несколько слайдов про обратные задачи.

Есть несколько точек. Вопрос: как построить аппроксимацию?

Здесь ясно, как аппроксимировать имеющиеся замеры.

Обратные задачи



и ещё размерности...

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

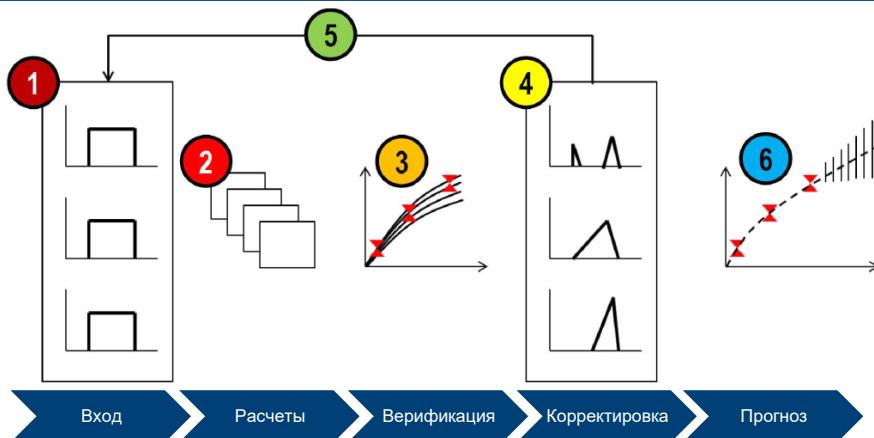
Но если есть шум (данные обладают погрешностью) и несколько размерностей (у модели много параметров), то задача подбора нужной поверхности становится нетривиальной и может иметь бесконечное множество разумных решений.

В этом случае очень сложно вручную подобрать параметры; необходимо осуществлять авто-

адаптацию и проверять найденные решения на разумность и физичность с точки зрения рассматриваемой гидродинамической модели.

Уточнение распределений параметров при адаптации модели

Адаптация модели



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

По материалам Schlumberger NExT

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

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

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

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

Алгоритм проведения автоадаптации



На этом слайде представлен алгоритм проведения автоматизированной адаптации.

Сначала мы производим расчёт базовой модели, выбираем диапазоны изменения параметров, которые обладают неопределённостью. Делаем несколько расчётов со значениями параметров в этих диапазонах и смотрим, какие из этих параметров оказывают наибольшее влияние на результат расчёта и какие из диапазонов мы можем сузить по результатам этих первых нескольких расчётов.

Таким образом, дальше мы сокращаем количество параметров, которые будут участвовать в оптимизации (это делается для того, чтобы сократить количество необходимых расчётов, поскольку чем больше параметров будут участвовать, тем более многомерное пространство поиска решения у нас будет – большее количество расчётов модели потребуется и большее время для того, чтобы оптимизационные алгоритмы сошлись). Т.е. мы по результатам первых нескольких расчётов сокращаем количество параметров и сужаем их диапазоны.

Дальше задаём целевую функцию, задаём оптимизационные алгоритмы и запускаем на расчёт (идём в отпуск или на обед – смотря сколько времени считается модель). Будет проведено около нескольких десятков или сотен расчётов для того, чтобы целевая функция устремилась к нашим минимальным значениям.

Программы автоадаптации

Программы автоадаптации

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

Недостатки:

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

Популярное ПО для автоадаптации:

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

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

Сейчас программы автоадаптации используются в качестве вспомогательного инструмента, чтобы быстрее найти решение / сузить диапазоны поиска значений параметров (а для абсолютно полной автоматической адаптации такие программы обычно сейчас не используются). После проведения автоадаптации всё равно необходимо проводить дополнительный анализ на физичность / геологичность найденных сочетаний параметров. Другими словами, на данный момент программы автоадаптации решают чисто оптимизационную задачу и не способны самостоятельно учесть всевозможные нефизичности найденных сочетаний параметров.

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

38 Какие основные параметры модели изменяются при адаптации? Какие критерии показывают, что модель успешно адаптирована?

Адаптация модели на разных стадиях разработки

Адаптация модели на разных стадиях разработки

I. Период до начала добычи

- Настройка на ГДИС
- Уточнение проницаемости и анизотропии

II. Период безводной добычи

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

III. Период обводненной добычи

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

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

На разных периодах разработки месторождения настраиваем разные параметры модели.

Период до начала добычи = blue field.

Период безводной добычи = green field.

Период обводнённой добычи (зрелые месторождения) = brown field.

Адаптация модели

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

Любая перестановка пунктов приведет к двойной работе



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

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

Сначала настраиваем энергетическое состояние залежи: матбаланс по скважинам (сколько ото-

брали жидкости / сколько закачали воды) и пластовое давление, которое получилось в результате работы всех скважин.

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

И финально производится настройка по коэффициентам продуктивности и забойным давлениям.

Адаптация 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

При адаптации обычно меняют те параметры, которые обладают наибольшей неопределенностью.

Про сжимаемость порового пространства: если говорить о месторождениях в Западной Сибири, то там пласти имеют сжимаемость порядка 10^{-5} атм^{-1} , что приводит к тому, что сжимаемость фактически не оказывает ощутимого влияния на динамику пластового давления.

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 К्�вят

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

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

Необходимо помнить, что модель мы делаем для того, чтобы считать на ней какие-то прогнозы, оценивать как поведёт себя месторождение в случае какого-то воздействия, т.е. мы хотим получить адекватный инструмент и соответственно должны использовать физически корректные диапазоны вариации параметров модели.

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

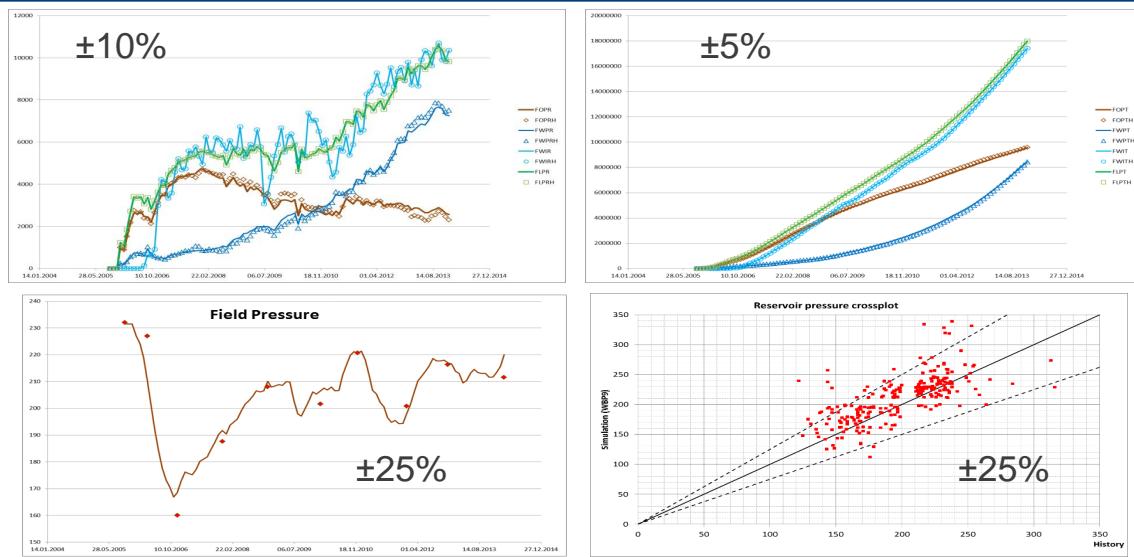
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 156

По коэффициенту продуктивности и забойному давлению настройка простая: варьируем абсо-

лютную проницаемость вблизи скважины или скрин-фактор.

Критерии адаптации

Критерии адаптации



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

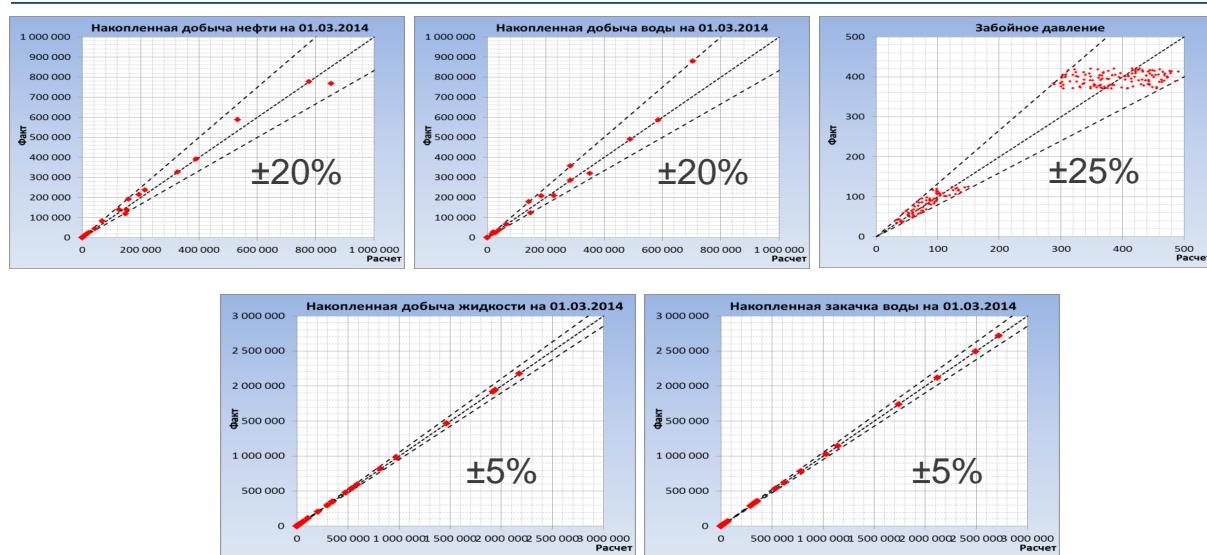
Представлены критерии адаптации в случае, если смотрим в целом по всему месторождению (сумму по всем скважинам).

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

По накопленной добывающей воде, нефти, жидкости, газа ошибка не должна превышать 5%.

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

Критерии адаптации



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

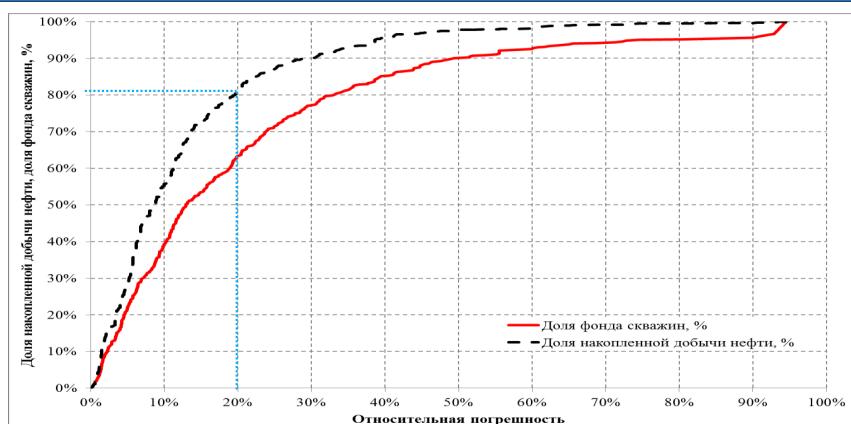
Представлены критерии адаптации в случае, если смотрим отдельно по скважинам.

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

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

Симулятор в первую очередь ориентируется на добычу по жидкости и на закачку, поэтому сильных отклонений по жидкости и по закачке (как правило) не бывает. Все отклонения, как правило, бывают связаны именно с распределением флюидов (нефти, воды, газа) в пределах той жидкости, которую скважина добывала.

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

Иногда строят такой график, который показывает, какая доля скважин обеспечивает какую долю накопленной добычи нефти и какую погрешность расчёт-факт при этом имеет.

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

Принцип Паретто: 20% усилий дают 80% результата; чтобы получить оставшиеся 20% результата приходится приложить 80% усилий.

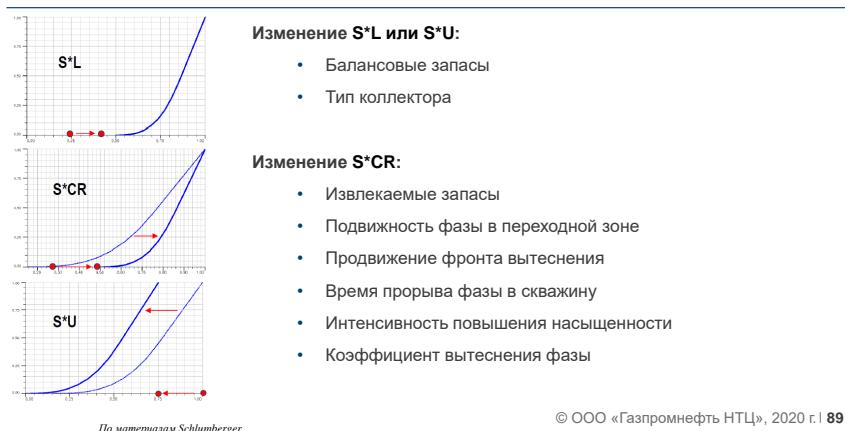
Для задач, где не требуется настройка каждой скважины (необходимо понимать только поведение месторождения в целом, например, для проектно-технологических документов), обычно требуют настройку в пределах 20% только для тех скважин, которые суммарно дают 80% накопленной добычи по месторождению.

39 Как можно садаптировать модель в случае отставания фронта заво- нения в модели?

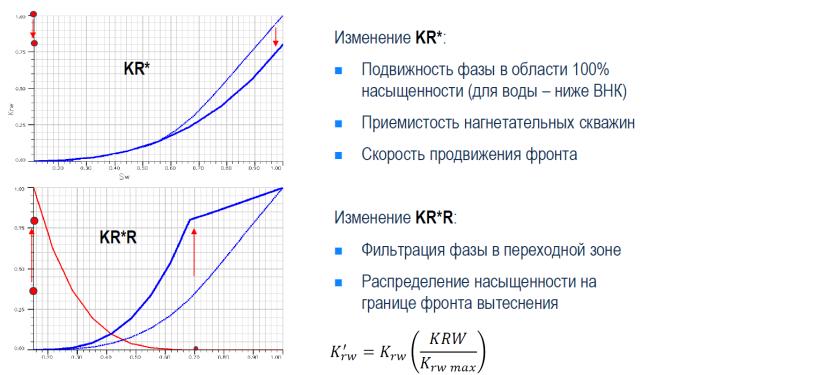
В случае отставания фронта заво-нения в модели можно уменьшить критическую водонасыщенность. Тогда вода будет фильтроваться при меньших значениях водонасыщенности, что позволит уменьшить отставание фронта заво-нения.

Также можно увеличить ОФП по воде при критической нефтенасыщенности или ОФП по воде при максимальной водонасыщенности. Тогда возрастут ОФП по воде (для всех насыщенностей) и фронт воды будет продвигаться быстрее.

Масштабирование ОФП



Масштабирование ОФП



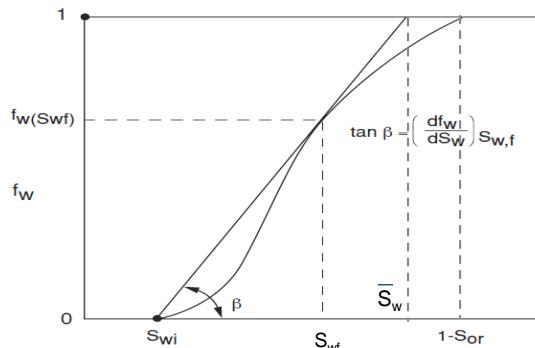
40 Что такое уравнение Баклея-Леверетта? Подробно опишите суть уравнения Баклея-Леверетта.

Уравнение Баклея-Леверетта показывает, что скорость продвижения фронта с постоянной водонасыщенностью S_w пропорциональна производной функции Баклея-Леверетта.

ОФП

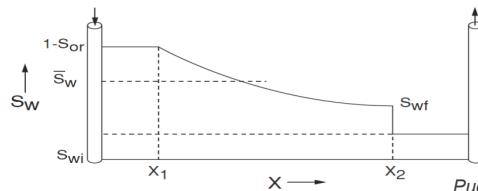
Вид кривых ОФП совместно с соотношением вязкостей воды и нефти влияет на скорость распространения фронта заводнения и на величину скачка насыщенности на фронте

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



Скорость продвижения фронта заводнения

$$v_{S_w} = \frac{dx}{dt} \Big|_{S_w} = \frac{q_1}{A\phi} \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \Big|_{S_w}$$



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 заводнения и на величину скачка насыщенности.

$f_w(S_w)$ – функция фракционного потока.

На слайде представлена формула для фракционного потока. По сути это обводнённость, т.е. сколько воды мы добываем по отношению к сумме всей добытой жидкости (действительно, числитель и знаменатель функции Баклея-Леверетта можем умножить на абсолютную проницаемость и градиент давления, тогда получим отношение дебита воды к суммарному дебиту жидкости, т.е. обводнённость).

Графический анализ (по Уэлджу): зная угол наклона касательной к кривой фракционного потока (графику зависимости $f_w(S_w)$; есть зависимость от насыщенности, так как в формулу фракционного потока входят ОФП, которые зависят от насыщенности), можем найти скорость продвижения фронта заводнения.

Насыщенность в точке касания (на графике) – это насыщенность на фронте вытеснения.

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

Скорость продвижения фронта заливания мы можем посчитать через производную, а производная этого фракционного потока – это фактически угол наклона, т.е. тангенс угла наклона касательной будет определять производную.

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

Далее представлены более подробные слайды про задачу Баклея-Леверетта.

Задача Баклея - Леверетта

- Рассмотрим одномерное вытеснение нефти водой в горизонтальном пласте. Считаем гравитационные и капиллярные силы пренебрежимо малыми. Тогда по закону Дарси

$$q_o = -\frac{kk_{ro}A}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad (1)$$

$$q_w = -\frac{kk_{rw}A}{\mu_w} \cdot \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (2)$$

- Градиент капиллярного давления в направлении потока равен

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x}, \text{ и поскольку капиллярные силы не учитываются, то } \frac{\partial P_c}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

- Доля воды в общем потоке

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{1}{1 + \frac{q_o}{q_w}} \quad (4)$$

Источник: Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering.

Газпром нефть | 74

Задача Баклея - Леверетта

Рассмотрим одномерное вытеснение нефти водой в горизонтальном пласте. Считаем гравитационные и капиллярные силы пренебрежимо малыми. Тогда по закону Дарси

$$q_o = -\frac{kk_{ro}A}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad (1)$$

$$q_w = -\frac{kk_{rw}A}{\mu_w} \cdot \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (2)$$

Градиент капиллярного давления в направлении потока равен

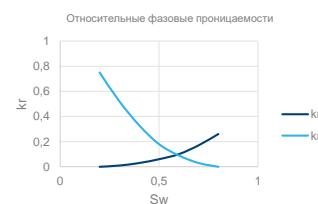
$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x}, \text{ и поскольку капиллярные силы не учитываются, то } \frac{\partial P_c}{\partial x} = 0 \quad (3)$$

Доля воды в общем потоке

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{1}{1 + \frac{q_o}{q_w}} \quad (4)$$

Подставляя (1) и (2) с учетом условия (3) в уравнение (4), получаем

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (5)$$



Источник: Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering.
Газпром нефть | 75

Задача Баклея - Леверетта

В 1942 г. Баклей и Леверетт получили уравнение для одномерного несмешивающегося вытеснения нефти водой. Оно описывает скорость продвижения фронта постоянной водонасыщенности.

Сохранение массы воды, при фильтрации через элемент $A\phi dx$

$$\left[q_w \rho_w|_x - q_w \rho_w|_{x+dx} \right] dt = A\phi dx \left[(S_w \rho_w)|_{t+dt} - (S_w \rho_w)|_t \right]$$

$$-\frac{\partial}{\partial x} (q_w \rho_w) = A\phi \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w S_w)$$

Учитывая условие о несжимаемости воды ($\rho_w \approx const$)

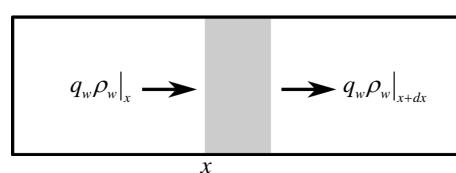
$$\frac{\partial q_w}{\partial x} = A\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (6)$$

Полный дифференциал водонасыщенности

$$dS_w = \frac{\partial S_w}{\partial x} dx + \frac{\partial S_w}{\partial t} dt$$

При условии постоянной водонасыщенности $dS_w = 0$, тогда

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = -\frac{\partial S_w}{\partial x} \frac{dx}{dt} \quad (7)$$



Задача Баклея - Леверетта

Также

$$\frac{\partial q_w}{\partial x} = \frac{\partial q_w}{\partial S_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad (8)$$

Подставляя (7) и (8) в (6), получаем

$$\frac{\partial q_w}{\partial S_w} = A\phi \frac{\partial x}{\partial t} \quad (9)$$

Пусть q_t – суммарный поток воды и нефти, тогда по условию несжимаемости

$$q_w = q_t \cdot f_w$$

$$v_{S_w} = \frac{dx}{dt} = \frac{q_t}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \quad - \text{уравнение Баклея-Леверетта} \quad (10)$$

Уравнение (10) показывает, что скорость продвижения фронта с постоянной водонасыщенностью S_w пропорциональна производной функции (5)

41 Что такое материальный баланс в гидродинамическом моделировании? Опишите суть материального баланса.

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.

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 , Ср-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

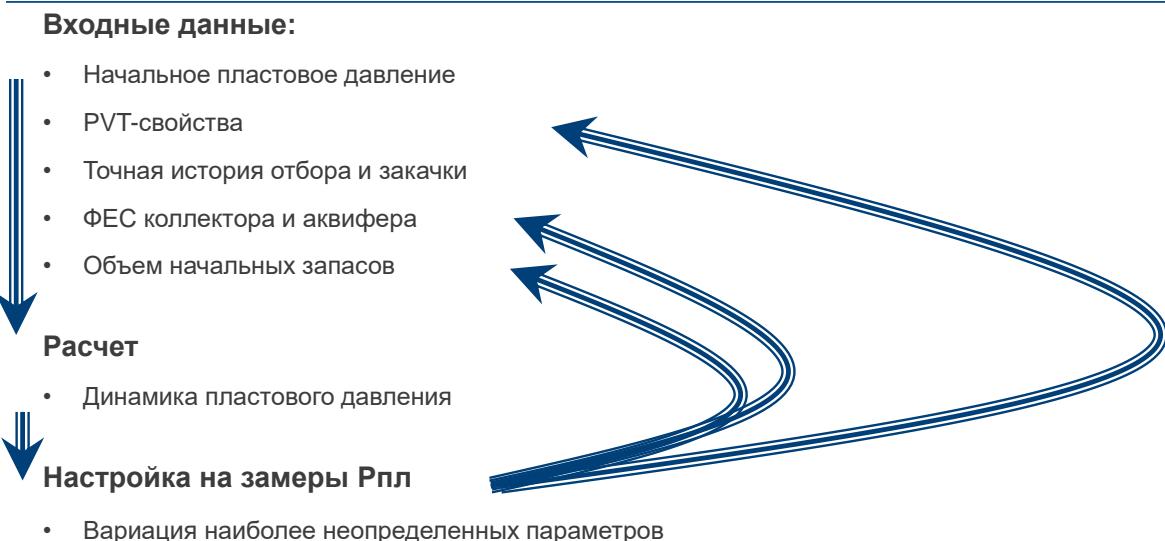
Один из способов анализа разработки месторождения – это материальный баланс.

По факту представляем в виде бочки, в которую что-то втекает, что-то вытекает, то что осталось в бочке либо расширяется, либо сжимается в зависимости от того, как изменилось давление.

Дополнительно может выделяться газ и так далее.

На слайде записана формула в общем виде: то, что относится к газу, к нефти, к воде. С одной стороны то, что было, что расширилось, закачалось.

Матбаланс



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

Обычно есть либо в Экселе какие-то готовые формулы, через которые считается матбаланс, либо специальные программы (MBAL и ещё какие-то).

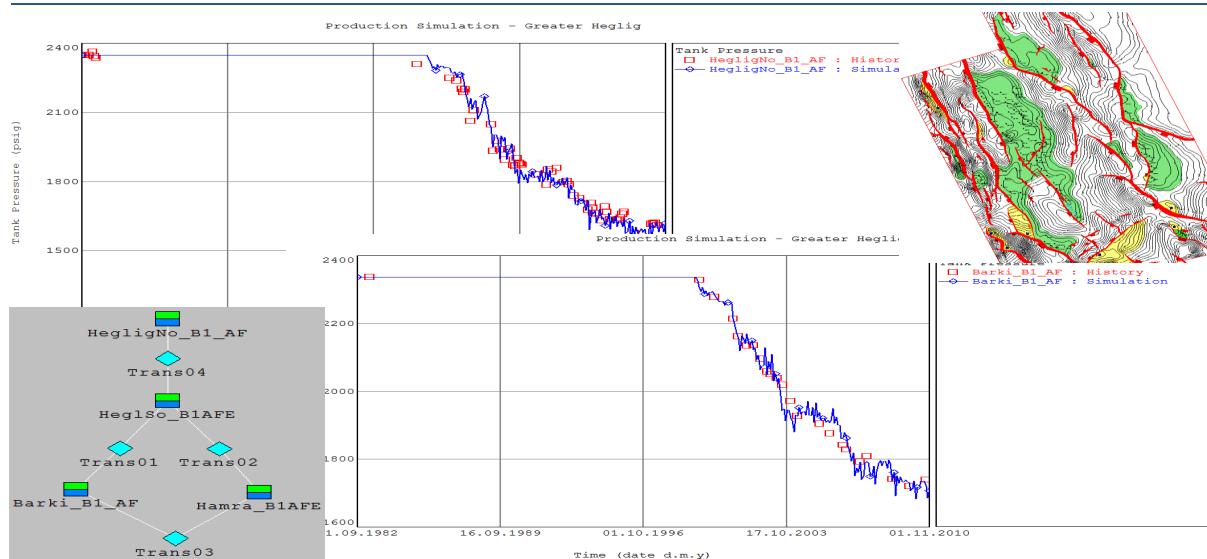
На вход подаются начальное пластовое давление, PVT-свойства, точная история отбора и закачки, свойства коллектора и аквифера, объём начальных запасов.

И на основе этих данных рассчитывается динамика пластового давления, которая затем сопоставляется с фактическими замерами: если расчёт не совпал с фактом, то значит где-то исходные данные неточные. В пределах имеющихся неопределённостей исходных данных можем их поварыировать и таким образом добиться совпадения расчётной динамики пластового давления и фактической.

За счёт такой вариации можно проанализировать, насколько неопределённые входные параметры, т.е., например, начальные запасы, свойства пласта или аквифера. И таким образом как бы осуществить анализ на основе матбаланса.

Матбаланс. Пример использования

Матбаланс. Пример использования



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

Здесь приведён пример использования матбаланса.

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. Другими словами, в результате настройки модели матбаланса оказалось, что какие-то связанные залежи оказались нулевыми или близкими к нулю.

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.

Далее более подробные слайды про матбаланс.

Материальный баланс. Основные положения

Материальный баланс – концепция, согласно которой извлеченный объем равен сумме изменения первоначального объема и привнесенного объема (в пласте, например).

Основные положения:

- ✓ Пласт однородный и изотропный.
- ✓ Свойства пластового флюида определяются для среднего давления на рассматриваемый момент времени
- ✓ При решении уравнения МБ давление в танке постоянно на определенный момент времени.
- ✓ Тренд изменения пластового давления постоянен для всей залежи.
- ✓ Распределение давления по пласту при его дренировании не учитывается.
- ✓ Используется среднее пластовое давление по объекту
- ✓ Любые изменения в пласте происходят при изотермических условиях.

Свойства пласта и флюидов

Давление

Температура

Газпром нефть | 57

Материальный баланс. Основные положения

Позволяет решать следующие задачи:

- проводить оценку геологических запасов;
- проводить оценку механизмов нефте- и газоизвлечения;
- проводить оценку динамики среднего пластового давления залежи;
- выполнять оценку добывчных характеристик залежи

НЕ позволяет решать следующие задачи:

- оценка локального воздействия на пласт
- оценка взаимодействия скважин
- оценку температурных эффектов

Данные, необходимые для расчета материального баланса:

- давление (замеры пластового давления)
- объемы флюидов (учет добывчи нефти и воды)
- свойства флюидов (PVT)
- свойства породы
- геологические запасы нефти и газа

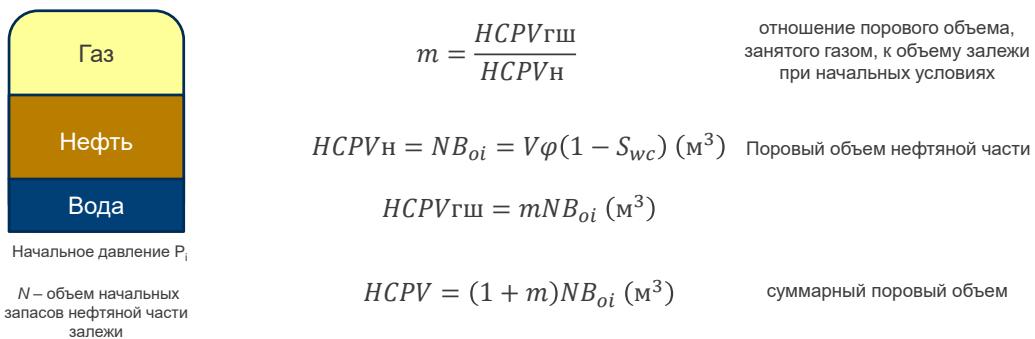
Газпром нефть | 58

Материальный баланс. Виды подземных резервуаров



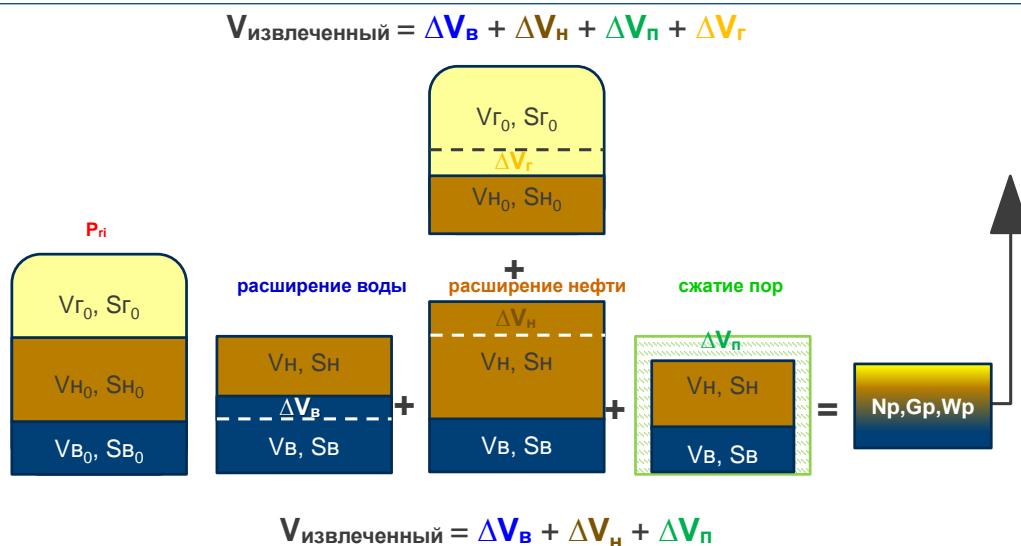
Газпром нефть | 59

Материальный баланс нефтяной залежи



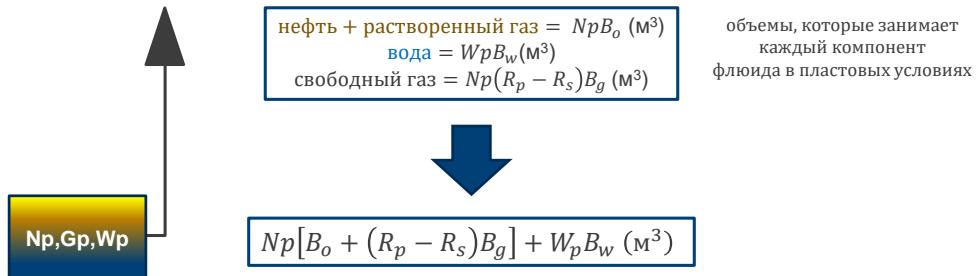
Газпром нефть | 60

Материальный баланс нефтяной залежи



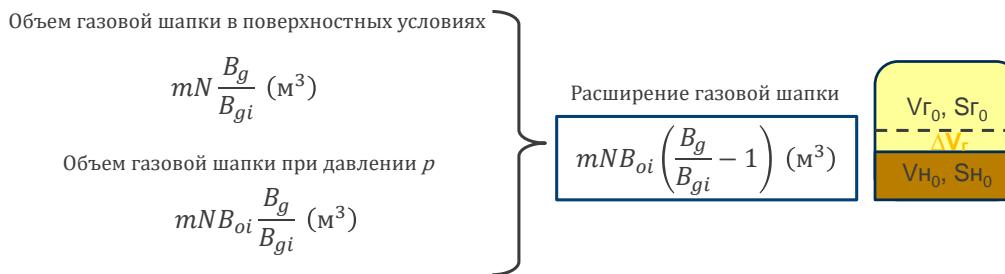
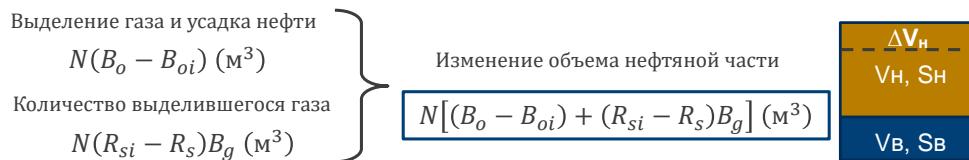
Газпром нефть | 61

Материальный баланс нефтяной залежи. Добыча в пластовых условиях

 N_p – суммарный объем нефти (м^3) W_p – суммарный объем воды (м^3) G_p – суммарный объем газа (м^3) $R_p = \frac{G_p}{N_p}$ - суммарный газовый фактор с начала добычи ($\text{м}^3/\text{м}^3$)

Газпром нефть | 62

Материальный баланс нефтяной залежи. Расширение системы



Газпром нефть | 63

Материальный баланс нефтяной залежи. Приток воды



Газпром нефть | 64

Материальный баланс нефтяной залежи. Итого

Добыча в пластовых условиях = (Расширение системы) + (Суммарный приток воды)

$$\begin{aligned}
 & Np[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = \\
 & \quad + N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] \\
 & \quad + mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\
 & \quad + \frac{(1+m)NB_{oi}(c_w S_w + c_f)\Delta p}{1 - S_{wc}} \\
 & \quad + W_e B_w
 \end{aligned}$$

Изменение объема нефтяной части

Расширение газовой шапки

Расширение связанной воды и сжатие порового пространства

Приток воды в пласт

1 Вводная лекция 07.09.2022 (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, ведь они очень сильно влияют на нашу с вами жизнь!

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
- Arps

2) Численные модели / развитие симуляторов:

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

- ОРМ

Многие начали думать, что симулятор может смоделировать всё, но это неверно. И если не разбираешься в физике, а просто, не понимая происходящего, строить модели в симуляторе, то вряд получится смоделировать что-нибудь разумное.

3) Необходимость развития упрощённых моделей и необходимость иерархии моделей:

- CRM

Чем нормальный инженер отличается от новичка: новичок просто считает в т-Навигаторе, выдаёт решение и говорит, что вот моё решение. Далее идёт к эксперту, который говорит ему, что это решение точно неверное. Новичок просто не понимает, откуда взялась эта экспертная оценка, а эксперты просто хорошо разбираются в упрощённых моделях, прикидывают порядок значений, которые должны получиться, и легко разбивают новичков.

1.3 Что такое гидродинамическое моделирование?

1) Набор уравнений:

- неразрывность потока (уравнение переноса массы, записанное в дифференциальной форме)

$$\frac{\partial(\rho_f \varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = q_f(\mathbf{x}) \quad (92)$$

- закон Дарси

$$\mathbf{W} = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p \quad (93)$$

- сжимаемость флюида

$$p - p_0 = K_f \frac{\rho_f - \rho_f^0}{\rho_f^0} \quad (94)$$

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 пласта)

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 (93), получаем:

$$\varphi \mathbf{v}_f = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p \quad (95)$$

Условие сжимаемости флюида (94) перепишем в дифференциальной форме:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{K_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \rho_f}{\partial t} \quad (96)$$

Учитывая предположение о неподвижности скелета, перепишем уравнение неразрывности потока:

$$\varphi \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = q_f(\mathbf{x}) \quad (97)$$

Подставляя (95) и (96) в (97), при отсутствии источникового слагаемого ($q_f(\mathbf{x}) = 0$) получаем:

$$\varphi \frac{\rho_f^0}{K_f} \frac{\partial p}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\rho_f \frac{k}{\mu_f} \nabla p \right) = 0 \quad (98)$$

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

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k K_f}{\mu_f \varphi} \nabla^2 p \quad (99)$$

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

1.3.2 Уравнение пьезопроводности (в случае упругого пласта)

Для упругого изотропного пласта можем записать известные соотношения пороупругости:

- на тензор полных напряжений

$$\mathbf{T} = \sigma^0 \mathbf{I} + (\lambda I_1(\boldsymbol{\varepsilon}) - b \Delta p) \mathbf{I} + 2\mu \boldsymbol{\varepsilon}, \quad (100)$$

где \mathbf{T} – тензор полных напряжений; \mathbf{I} – единичный тензор; $\boldsymbol{\varepsilon}$ – тензор полных деформаций; $\lambda = K - 2G/3$ и $\mu = G$ – константы (параметры) Ляме; K – модуль всестороннего сжатия; G – модуль сдвига; $I_1(\boldsymbol{\varepsilon})$ – след тензора полных деформаций; b – константа Био; Δp – изменение давления; σ^0 – начальное напряжение

- на пористость

$$\varphi = \varphi_0 + b I_1(\boldsymbol{\varepsilon}) + \frac{1}{N} \Delta p, \quad (101)$$

где φ_0 – начальная пористость; b – константа Био; $I_1(\boldsymbol{\varepsilon})$ – след тензора полных деформаций; N – модуль Био; Δp – изменение давления.

- условие равновесия

$$\nabla \cdot \mathbf{T} = 0 \quad (102)$$

Для флюида запишем:

- закон Дарси

$$\mathbf{W} = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \nabla p, \quad (103)$$

где $\mathbf{W} = \mathbf{v}_f - \mathbf{v}_s$; k – проницаемость пласта; μ_f – вязкость флюида; ∇p – градиент давления

- условие на сжимаемость флюида

$$p - p_0 = K_f \frac{\rho_f - \rho_f^0}{\rho_f^0}, \quad (104)$$

где K_f – сжимаемость флюида

- уравнение неразрывности потока при отсутствии источникового слагаемого (уравнение переноса массы, записанное в дифференциальной форме):

$$\frac{\partial(\rho_f \varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varphi \mathbf{v}_f) = 0 \quad (105)$$

Из уравнения неразрывности получаем:

$$\varphi_0 \frac{\partial \rho_f}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial \varphi}{\partial t} + \rho_0 \nabla \cdot \mathbf{W} + \rho_0 \varphi_0 \frac{\partial I_1(\boldsymbol{\varepsilon})}{\partial t} = 0, \quad (106)$$

где

$$\frac{\partial I_1(\boldsymbol{\varepsilon})}{\partial t} \equiv \nabla \cdot \mathbf{v}_s \quad (107)$$

А дальше через ряд свёрток и всяких операций получаем:

$$b \dot{I}_1(\boldsymbol{\varepsilon}) + \left(\frac{1}{N} + \frac{\varphi_0}{K_f} \right) \dot{p} = \frac{k}{\mu_f} \nabla^2 p \quad (108)$$

В осесимметричном случае при условии отсутствия деформации на бесконечности получаем:

$$\dot{p} = a \nabla^2 p, \quad (109)$$

где

$$a = \frac{kM}{\mu_f} \text{ и } M = \frac{b(b + \varphi)}{\lambda + 2\mu} + \frac{1}{N} + \frac{\varphi}{K_f} \quad (110)$$

1.4 Пороупругость

Пороупругость использует методы механики сплошных сред к пористым средам.

В нефтяной индустрии пороупругость 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:

$$\rho = \rho_s (1 - \varphi) + \rho_f \varphi \quad (111)$$

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

Курс построен таким образом, что сначала мы посмотрим, что такое модели, какие требования есть к моделям в общем виде, какие ограничения, типы моделей, типы симуляторов, вообще зачем нужно моделирование, в том числе в нефтедобыче. И дальше перейдём непосредственно к созданию гидродинамических моделей, пошаговый переход от геологической модели, анализ исходных данных, PVT, ОФП, капиллярные давления. В общем всё, что нужно для создания модели, как их (эти данные) преобразовывать и загружать в модель, как модель инициализировать, затем настраивать на историю эксплуатации, какие методы желательно не использовать, чтобы не испортить модель. И как затем с помощью этой модели считать разные варианты прогнозов и оптимизации разработки, подбирать ГТМ и так далее. И в конце поговорим про регламенты по моделированию.

Есть ещё отдельная презентация по самому софту, который используется сейчас у нас в Газпром-Нефти. Это т-Навигатор, как корпоративный симулятор. У нас безлимитная лицензия на него. Это наш отечественный симулятор, который распространился по миру и уже теснит продукты Schlumberger и других вендоров, производителей программного обеспечения. Такая история успеха, в которую и мы тоже приложили доля своего, так скажем, воздействия, да, когда тестировали этот симулятор, давали рекомендации по его доработке.

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

Цели курса у нас: расширить знания в области инструментов управления разработкой месторождения; сформировать убеждение, что процесс создания модели достаточно простой, если в нём разобраться; сформировать понятия об основных требованиях к моделям, этапах создания моделей, целях и основных проблемах моделирования, а также развить навыки создания и адаптации моделей, расчёта прогнозных вариантов.

Презентация выстроена таким образом, что сначала немножко теория идёт, а потом какое-то практическое упражнение. Но поскольку у нас сейчас нет доступа к симулятору (у вас непосредственно на месте, насколько я понимаю, нет симулятора), то мы сейчас практические упражнения сделать не сможем, но вместе с Ильдаром вы, наверное, это всё проделаете.

Так что эти 2 дня у нас будет теория, а дальше уже практика отдельно. Надеюсь, что в голове ничего не перепутается.

Говорит Ильдар Шамилевич: я поэтому на курсе сейчас и присутствую, чтобы какую-то теорию повторить ещё раз перед тем, как давать упражнения.

Далее продолжает Сергей Владимирович.

Да, на практике, в общем, вы всё это закрепите, что я рассказываю, поэтому где-то себе там записывайте; если какие-то вопросы есть, тоже сразу можно задавать. Не стесняться! Задача разобраться в материале! Сегодня до 12:30 у нас по плану, и завтра тоже также. За 2 дня должны мы, в принципе, основные понятия разобрать.

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

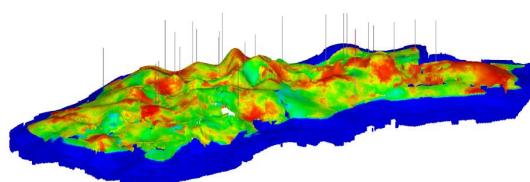
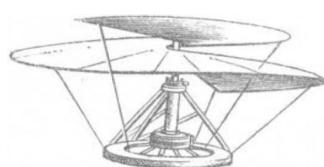
5. Telegram-чат https://t.me/+6jv-2nD_fU04YWVi



© 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

Давайте сразу. На группы делиться не будем. Онлайн это сложно сделать. В общем виде, что такое модель? Безотносительно нефтянки, а вообще. Модель — это по определению система, исследование которой служит средством для получения информации о другой системе, то есть это некое упрощённое представление реального устройства и/или протекающих в нём процессов и явлений. Поскольку окружающий нас мир бесконечен (вследствие неисчерпаемости материи и форм её взаимодействия, как внутри себя так и с внешней средой) и сложен, то моделирование —

это на самом деле обязательная часть исследований и разработок, и неотъемлемая часть нашей жизни. То есть мы, может быть, и не задумываемся, но на самом деле каждый день занимаемся моделированием. Моделируем какие-то ситуации, представляем себе отклик какой-либо системы на наше воздействие, то есть, например, что будет, если мы потянем за ручку двери (она откроется). Такое простейшее представление.

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

Здесь представлены основные требования к моделям.

Например, желательно, чтобы модель можно было использовать как можно для более широкого круга задач (универсальность), но при этом не терять в точности модели. Ведь если мы будем делать всеобъемлющую модель всего, то понятно, что это будет либо суперсложная модель, которую мы не сможем рассчитать, либо эта модель будет возпроизводить какие-то основные характеристики системы, а какие-то более тонкие эффекты не будет показывать. Поэтому нужен баланс (целесообразная экономичность): с одной стороны у нас есть точность результатов, а с другой стороны у нас есть затраты на моделирование (время, данные, квалификация). В итоге, необходимо соотносить затраты с требуемой детальностью модели. Для простых задач можем строить простые модели, которые требуют меньше времени, меньше данных.

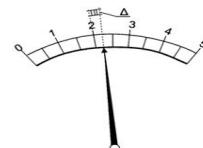
Когда появятся в общем доступе квантовые компьютеры, то, наверное, можно будет считать суперточные модели мгновенно и иметь полную информацию обо всём, что происходит.

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

При упрощении реальных систем мы пренебрегаем какими-либо связями или характеристиками системы, и соответственно это сразу же приводит к погрешностям.

Погрешность исходных данных может быть связана как с погрешностью приборов, так и с погрешностью проведения самих экспериментов (замеров значений этих параметров), так и с погрешностью интерпретации, связанной с погрешностью методики интерпретации и непосредственно применения этой методики. То есть несколько таких направлений, которые могут приводить к погрешностям в исходных данных.

Далее, что посеешь, то и пожнёшь: качество результатов расчётов не может превысить точности исходных данных.

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

По сути гидродинамическая модель служит своего рода базой данных, в которой собираются все результаты исследований, интерпретации исследований. И информация об одних и тех же свойствах может идти из разных исследований. Когда мы всю эту информацию собираем воедино, то можем увидеть какие-то нестыковки, несоответствия и выявить погрешности в исходных данных, чтобы затем уточнить: действительно ли корректны рассматриваемые значения исходных параметров, полученных при интерпретации выбранных исследований. Может быть, стоит их пересмотреть и разобраться в причинах несоответствия.

Лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать – визуализация объекта разработки важна (тогда легче представить, что с этим объектом можно делать и как этот объект будет реагировать на определённые воздействия; другими словами, легче понять отклик моделируемой системы на разные воздействия и обдумать, что необходимо делать для оптимизации процессов, имеющихся на месторождении, чтобы улучшить результаты в эксплуатации). Визуализация позволяет представить, что происходит, а именно как в динамике меняются свойства пласта, провести анализ разработки, подобрать варианты оптимизации, варианты геолого-технических мероприятий и посчитать различные прогнозы.

На месторождении мы можем сделать мероприятие только 1 раз (и свойства пласта необратимо изменятся), а в модели можем сделать сколько угодно разных мероприятий (не оказывая при этом воздействие на реальный пласт). Следовательно, модель является инструментом принятия решений и экономит нам средства (деньги и время) на то, чтобы подобрать оптимальный способ разработки (ведь можем перебрать много разных способов, выбрать лучший и его уже реализовывать на месторождении).

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 пластика, так и флюидов)
- Закон движения (различные модификации закона Дарси)
- Начальные и граничные условия

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = \operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left(k_{rP} \left(\frac{\nabla p_P - \gamma_P \nabla D}{\mu_P} \right) \right) + q_c, \quad c = 1, \dots, n_c$$

Потенциал течения

$$p_O - p_G = P_{cOG}, \quad \text{Поток компонента "c"}$$

$$p_O - p_W = P_{cOW}, \quad S(x,y,z,t)-? \\ P(x,y,z,t)-?$$

$$S_W + S_O + S_G = 1 \quad + \text{уравнение состояния} \\ (\text{связь объема компонента "c" в каждой фазе с мольной долей})$$

Границные условия:
Либо условие непротекания:

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

Либо фиксированная величина давления
Либо смешанные условия

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

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

$$n_c - \text{компонентов распределенных в пф - фаз}$$

$$\phi - \text{пористость элементарного объема}$$

$$v_\phi - \text{количество моль всех компонентов в фазе "ф"}$$

$$V_\phi - \text{объем фазы "ф"}$$

$$\xi_\phi = \frac{V_\phi}{V_\phi} \quad \text{мольная доля фазы "ф"}$$

$$S_\phi = \frac{V_\phi}{\phi V} \quad \text{объемная доля фазы "ф"}$$

$$v_{c,\phi} - \text{количество моль компонента "c" в фазе "ф"}$$

$$x_{c,\phi} = \frac{v_{c,\phi}}{v_\phi} = \frac{v_{c,\phi}}{V_\phi} \quad \text{мольная доля компонента "c" в фазе "ф" (концентрация)}$$

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

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

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

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

$$S_W + S_O + S_G = 1$$

Здесь приведены уравнения, на которых основана гидродинамическая модель. Это система уравнений, которая включает в себя уравнение неразрывности сплошной среды (по сути это закон сохранения массы).

Если у нас есть какие-то тепловые методы (которые применяются на месторождении), то добавляются ещё уравнения сохранения энергии. Но как правило, это делают достаточно редко, поэтому можно сказать, что в большинстве моделей это не учитывается, а именно мы считаем процессы изотермическими, никакого теплового воздействия в пласте не происходит (всё зависит только от давления).

Также в систему уравнений входит уравнение состояния сплошной среды, которое описывает, как изменяются свойства пластика, свойства флюидов при изменении давления и температуры (если всё-таки есть тепловое воздействие).

Ещё в систему уравнений входит закон движения (фильтрации), то есть по сути различные модификации закона Дарси.

Плюс начальные и граничные условия. На слайде всё приведено в дифференциальном виде. Можно поразбираться. Более детально не стал рассказывать, это уже для тех, кому особо интересно есть отдельный курс (несколько часов рассказывается, как получаются эти уравнения, как их затем решать). Но что можно отсюда заметить? Это нелинейное дифференциальное уравнение в частных производных.

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

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



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

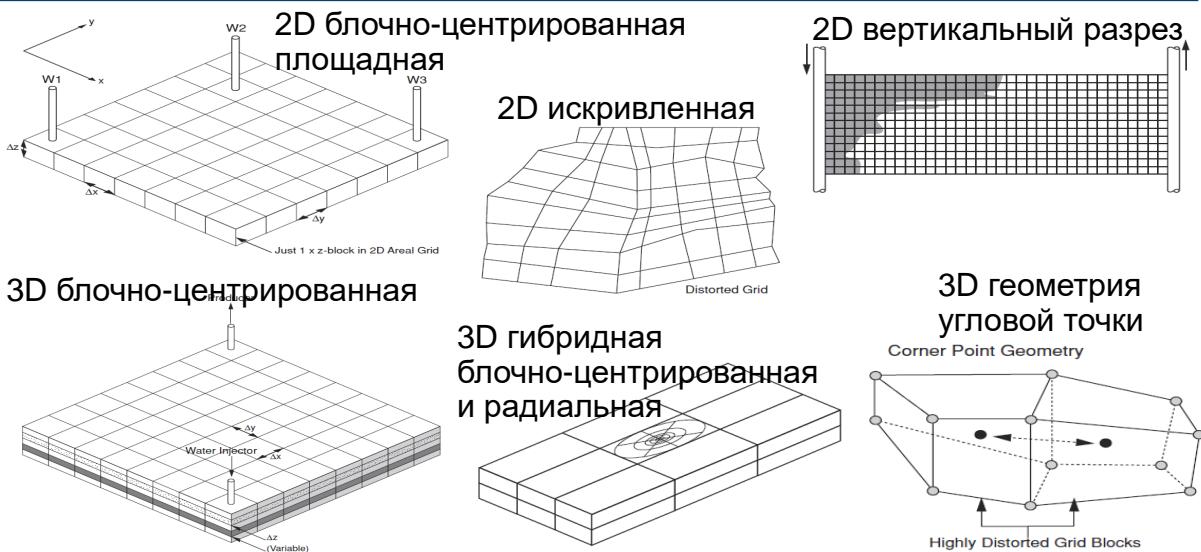
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 22

Как решать такие уравнения аналитически в общем виде, науке пока неизвестно. Такие уравнения встречаются не только в гидродинамике, но и во всей физике. Например, в теории относительности и гравитации есть уравнение Эйнштейна (тоже нелинейное дифференциальное уравнение в частных производных).

Но есть численные методы, которые позволяют нам решать такие уравнение приближённо. Мы разбиваем пространство и время на отрезки конечных размеров. То есть в пространстве это будут такие ячейки (кусочки пространства), а по времени – временные шаги. И мы говорим, что в одной этой ячейке на каждый определённый шаг по времени свойства имеют одно значение (т.е. пористость, проницаемость, насыщенность фиксированы). Но эти свойства могут меняться с каждым шагом по времени. Наступил следующий временной шаг и свойства могут изменяться в зависимости от потоков через грани ячеек. Тогда мы можем сказать, что в соответствии с этим упрощением мы можем уравнение аппроксимировать: производные по времени заменить конечными разностями, а интеграл по объёму ячейки заменить на интеграл по поверхности. Тогда у нас уравнения упрощаются, и получается система уже более простых уравнений, которую мы можем дальше решать. Тоже есть определённая последовательность действий: линеаризация этих уравнений, решение СЛАУ и так далее. Но сейчас детально рассматривать не будем. Отсюда нужно только понять, что мы разбиваем пространство и время на элементарные отрезки, за счёт этого уравнения у нас упрощаются, и мы можем их решать на компьютере численными методами. И получать за счёт этого приближённое решение.

2.10 Типы сеток ГДМ

Типы сеток ГДМ [5]



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

Как можно пространство разбить на ячейки?

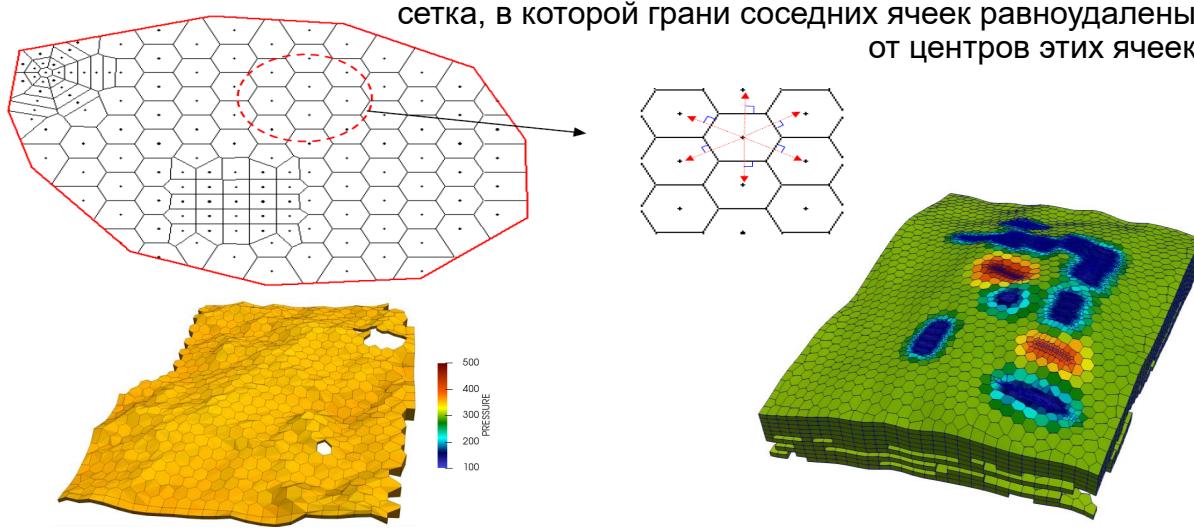
Самое простое: нарезать параллелепипеды, тогда получится блочно-центрированная сетка ячеек.

Но пласт у нас неровный. Осадконакопление происходит неравномерно, либо происходят какие-то тектонические процессы после осадконакопления и формирования пласта. Соответственно пласт какой-то изогнутый и с помощью блочно-центрированных ячеек эту изогнутость воспроизвести сложно, поэтому нужно придумать более гибкие ячейки, чтобы описать изгибы пласта под землёй.

Придумали сетки ячеек, которые называются геометрией угловой точки. Для их построения задаются направляющие линии, и на этих направляющих линиях задаются глубины точек, которые являются вершинами для ячеек и таким образом плоскости граней ячеек могут быть повернуты куда угодно, т.е. ячейки становятся более гибкими. На сегодняшний момент 3D геометрия угловой точки является самым популярным способом построения сетки для геологической/гидродинамической модели, чтобы описать строение пласта.

Типы сеток ГДМ

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



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

Также есть так называемая сетка Вороного (или перпендикулярный бисектор). Это локально ортогональная сетка, в которой грани соседних ячеек равноудалены от центров этих ячеек. То есть если мы расставим точки центров ячеек и нарисуем грани этих ячеек так, чтобы они были равноудалены от этих точек центров, то получится как раз шестиугольники (подобные пчелиным сотам). Такая сетка позволяет более точно описать приток к скважине (далее тоже это посмотрим).

2.11 Типы сеток ГДМ. LGR

Типы сеток ГДМ. LGR

Локальное измельчение сетки

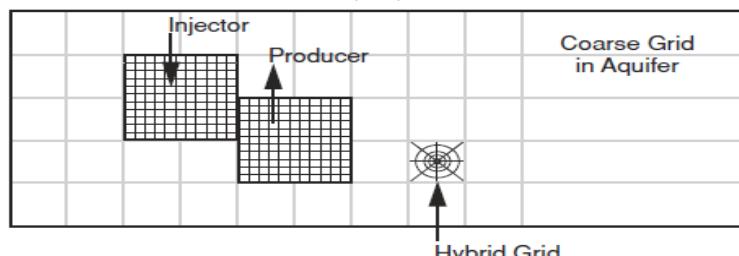
- Используется для более точного моделирования околоскважинных эффектов
- Значительно замедляет расчет

Локальное измельчение радиальной сетки



Рисунки взяты из [5]

Локальное измельчение, укрупнение и гибридная сетка



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

Сетку можно измельчать или укрупнять. Понятно, что если будем сетку измельчать, то их ко-

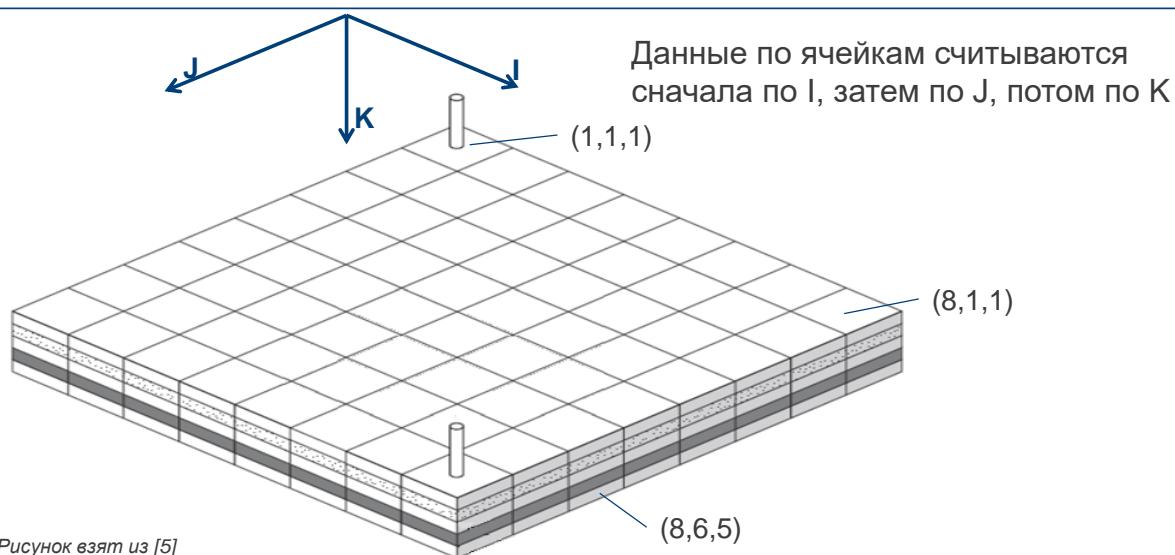
личество будет расти, для каждой из этих ячеек нам придётся решать уравнения фильтрации (как из одной ячейки в другую перетекает флюид), и это будет замедлять расчёт. Но с другой стороны можем более точно в какой-то области замоделировать течение флюидов.

Здесь (как всегда) приходится искать компромисс между точностью и скоростью. Если нужно какие-то эффекты точно воспроизвести в заданной области, то можем сетку локально изменить. Но также могут быть ячейки, потоки в которых нам особо неинтересны (например, в тех ячейках, где течёт в основном вода) – такие ячейки укрупняем (тем самым уменьшаем количество ячеек и сокращаем время расчёта).

Можем строить радиальную сетку, но на практике, честно говоря, ни разу не видел, чтобы кто-то пользовался. На радиальной сетке проводят в основном теоретические расчёты, но на практике она не используется.

2.12 Порядок нумерации ячеек сетки

Порядок нумерации ячеек сетки



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

Как происходит нумерация ячеек сетки?

Сначала изменяется координата по x , потом по y , потом по z . Начинаем с левого верхнего угла (ячейка с координатами $(1, 1, 1)$), следующие ячейки $(2, 1, 1), (3, 1, 1), (4, 1, 1)$ и так далее. Здесь 8 ячеек по x . Далее переходим ко второму ряду по y , начиная с ячейки $(1, 2, 1)$ переходим к $(2, 2, 1)$ и так далее. После всех рядов по y переходим на следующий слой по z .

Я это рассказываю, чтобы было понимание, в каком порядке номера ячеек меняются, чтобы можно было при визуализации найти какую-то ячейку, которая вам интересна. Например, если вы знаете, какую ячейку вскрывает скважина.

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

В т-Навигаторе тоже поддерживается формат Eclipse. И в т-Навигаторе тожечитываются DATA-файлы, которые состоят из секций, в которые сгруппированы определённые ключевые слова, описывающие модель. По сути это чем-то похоже на программирование: есть некая команда, которая воспринимается программой симулятором, и дальше идут некие параметры выполнения этой команды.

RUNSPEC = спецификация запуска. Eclipse создавали ещё в 80-е годы на Фортране и в это время ещё не было достаточного количества оперативной памяти, следовательно, нужно было заранее определять, сколько памяти потребуется модели для расчёта. Поэтому в этой секции указывались основные характеристики: сколько в модели будет скважин, сколько моделируемых фаз, сколько разных PVT-таблиц. В общем, такие характеристики, чтобы под них забронировать оперативную память. Сейчас таких проблем с оперативной памятью уже нет, но исторически такая секция RUNSPEC осталась.

В секции PROPS задаются PVT-свойства флюидов и SCAL свойства (special core analysis in laboratory) взаимодействия этих флюидов с пластом. Для получения этих свойств проводится специальный анализ флюидов и керна в лаборатории.

Секция REGIONS используется, если нам нужно задать отдельные регионы, в каждом из которых свои свойства (например, свои свойства флюида). Когда это нужно? Например, у нас есть несколько пластов на месторождении, и в каждом из этих пластов свойства отличаются, соответственно, можем записать их как разные регионы и для каждого региона задавать свои свойства.

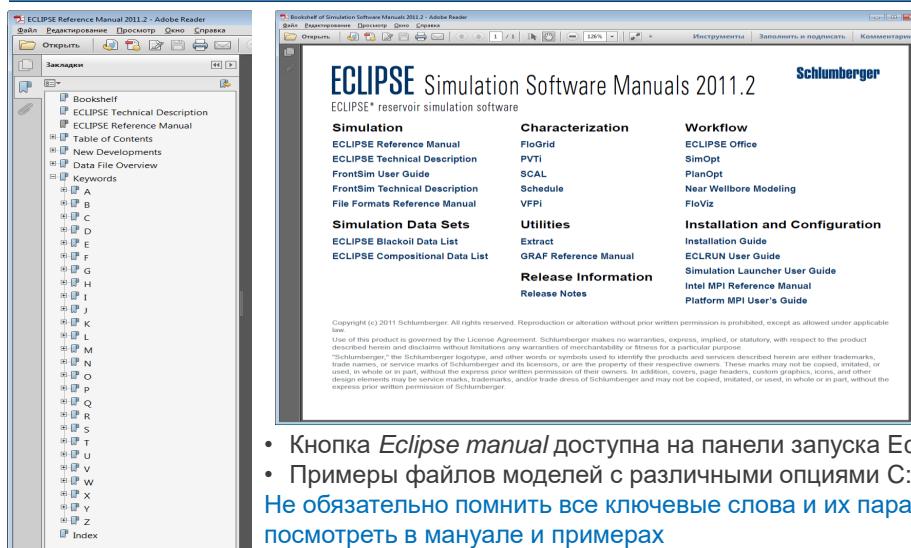
Секция SOLUTION описывает инициализацию модели, т.е. начальные условия (до того, как начался расчёт): какое начальное состояние по насыщенности и так далее.

В секцию SUMMARY записываются те графики, которые хотим посмотреть по результатам расчёта. Эта секция тоже относится к симулятору Eclipse, в т-Навигаторе эта секция необяза-

тельна (в нём настройка отображаемых графиков производится в самом интерфейсе программы – галочками отмечаются графики, которые требуется отобразить).

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

Ключевые слова запоминать необязательно. И для Eclipse, и для т-Навигатора, и для других симуляторов есть справочники, которые поставляются вместе с программой. В этих справочниках есть технический мануал, в котором описаны уравнения, заложенные в расчёт, и есть мануал, который описывает сами ключевые слова (обычно сгруппированы по первым буквам). Следовательно, можем найти необходимое ключевое слово и посмотреть, какие параметры нужны для этого ключевого слова.

Также есть примеры файлов-моделей с различными опциями. Если хотим смоделировать какой-либо процесс (например, закачку полимера или водогазовое воздействие), то можем просто открыть папку с готовыми примерами (как правило, эта папка совпадает с корневой папкой, в которой лежит сам симулятор) и посмотреть, какие ключевые слова используются для моделирования этого процесса. Затем вернуться в мануал и просмотреть эти ключевые слова, чтобы понять, что необходимо задавать для моделирования этих опций и воздействий.

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*a) или в виде функции (**OPERATE**)
- Можно рассчитать нужное свойство в калькуляторе, например, в Petrel, FloViz, FloGrid, tNavigator

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

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

Свойства должны быть заданы для каждой ячейки, чтобы симулятор знал, как производить расчёт. Как правило, эти значения присваиваются центру каждой ячейки; свойства можно задать явным перечислением и, если есть повторяющиеся значения, то их можно сгруппировать (т.е. записать, что свойство в *n* ячейках имеет значение *a*).

Значения свойств ещё могут быть заданы в виде функции (в Eclipse ключевое слово OPERATE, в т-Навигаторе ключевое слово ARITHMETIC).

Schlumberger раньше поставлял FloViz и FloGrid. Сейчас они устарели, и Schlumberger их не продаёт.

Для того, чтобы сэкономить ресурсы, расчёт производится только в активных ячейках. Активными считаются ячейки, в которых фактически происходит поток флюида. То есть в ячейках с глинами (неколлекторами), где нет никаких потоков флюида, нет необходимости проводить какие-либо расчёты. Соответственно, можем просто их исключить из расчёта (по-умолчанию неактивны ячейки с нулевыми пористостью (PORO) или песчанистостью (NTG, отношение количества эффективных толщин к общим толщинам)).

Также есть ключевое слово ACTNUM, которое непосредственно задаёт активные и неактивные ячейки. Т.е. мы или геолог с помощью этого ключевого слова можем самостоятельно отметить ячейки с коллектором (песчаником) или неколлектором (глинами).

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

На этом слайде показаны примеры задания свойств в ячейках непосредственно по ячейкам, с группировкой ячеек, с помощью ключевого слова EQUALS, с помощью копирования COPY, а также с помощью арифметических операций (в Eclipse ключевое слово MULTIPLY, в т-Навигаторе можем использовать ключевое слово ARITHMETIC).

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

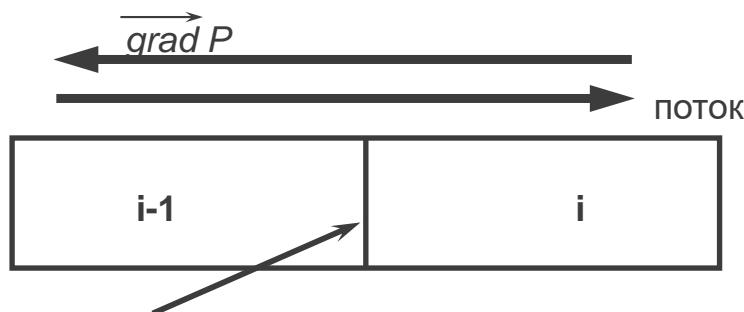
На этом слайде показаны примеры задания свойств в ячейках с помощью ключевого слова BOX. На слайде приведены примеры использования ключевого слова INCLUDE. Файлы с большими массивами данных (кубами свойств) хранятся отдельно и подключаются к основному файлу с помощью ключевого слова INCLUDE.

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

Как рассчитывается поток через ячейку? Поток определяется градиентом давления между ячейками и проводимостью (т.е. насколько легко будет течь флюид через границу). Направление градиента и направление потока противоположны. Градиент показывает направление возрастания какой-либо величины.

Поток через ячейку [6]

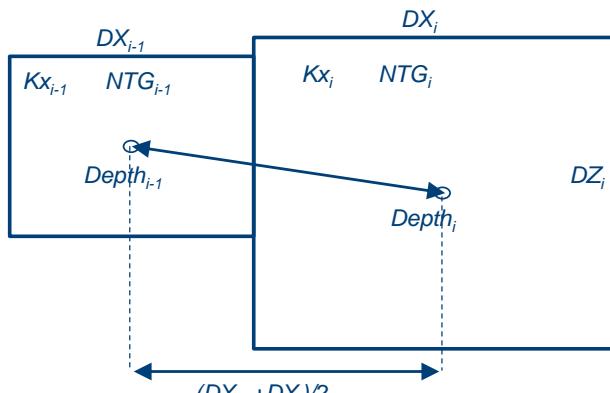
По умолчанию для блочно-центрированной геометрии (OLDTRAN)

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

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

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

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



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

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

Как считается проводимость? На этом слайде показана формула расчёта проводимости для блочно-центрированной ячейки. В эту формулу включаются песчанистость, размеры ячеек, проницаемость, разница глубин. Дополнительно есть множитель $MULTX$ (множитель проводимости). Для чего нужен этот множитель? Посмотрим дальше.

Поток через ячейку [6]

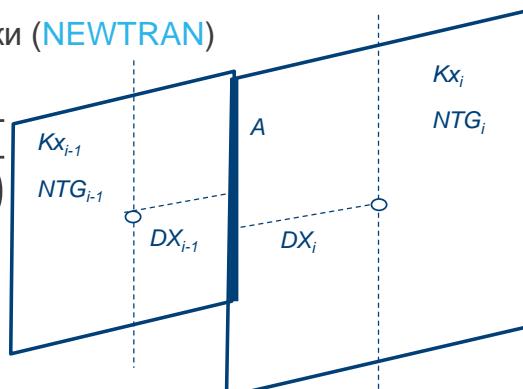
По умолчанию для геометрии угловой точки ([NEWTRAN](#))

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

$$c = 0.008527$$

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

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



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

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

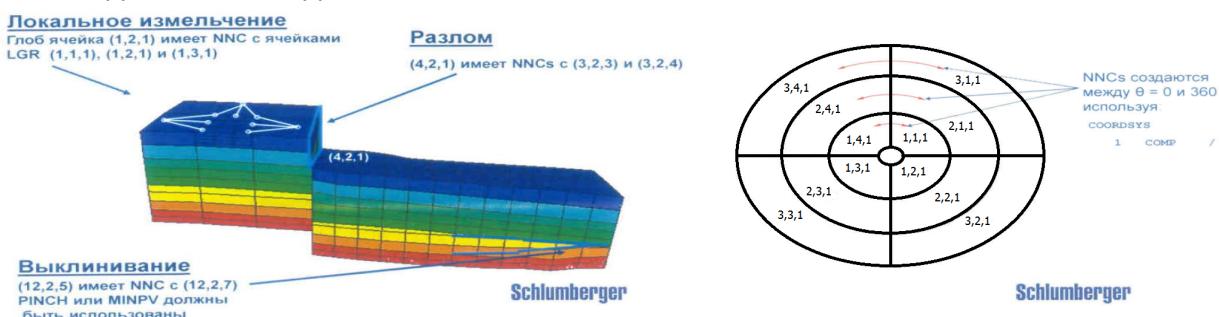
Для геометрии угловой точки используется чуть более сложная формула. Запоминать эти формулы не нужно; они даны для информации: какие параметры влияют на поток через грани ячеек (а именно свойства самих ячеек и площадь граней, через которые происходит переток).

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 ([AQUUNNC](#))
- Радиальные модели



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

Как правило переток происходит между ячейками, у которых индексы отличаются на единицу, но есть ряд случаев, когда необходимо, чтобы переток был между ячейками, у которых индексы отличаются больше чем на единицу. Например, разлом со смещением, т.е. часть пласта у нас в результате тектонической активности сместились относительно другой части пласта. Для

таких случаев симулятор создаёт так называемые несоседние соединения NNC (грубо говоря, прописывает взаимосвязи ячеек). На самом деле об этом можно и не задумываться, так как такие соединения создаются в автоматическом режиме, но просто полезно для информации, что такое бывает.

В ячейках с радиальной геометрией идёт нумерация по часовой стрелке (вторая координата меняется по часовой стрелке), поэтому получается, что первая и последняя ячейки граничат друг с другом, но при этом их индексы отличаются больше чем на единицу (соответственно симулятор будет себе отмечать, что переток между этими ячейками должен быть).

То же самое для водоносных горизонтов. Если они подключаются к каким-то неактивным ячейкам, то можно сделать так, чтобы были несоседние соединения, чтобы переток с водоносных горизонтов осуществлялся в модель.

Выклинивание: если какие-либо ячейки исключаются (из-за ключевых слов PINCH или MINPV), то, чтобы не создавать искусственный барьер, возникает (симулятор автоматически прописывает) несоседнее соединение между ячейками, примыкающими к исключённой ячейке.

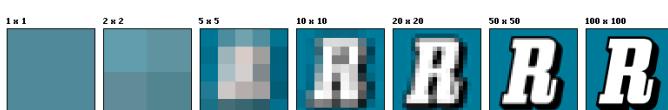
2.18 Проблемы пространственной дискретизации

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



Чтобы уменьшить численную дисперсию:

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

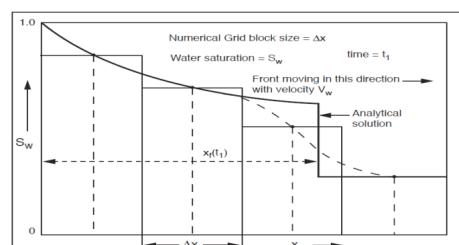


Рисунок взят из [5]

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

За то, что мы прибегли к упрощению (а именно, воспользовались дискретным представлением пространства и времени), нам приходится платить точностью расчёта. Из-за дискретизации пространства и времени возникает численная ошибка, которая называется численная дисперсия. Она говорит о том, что, чем более грубые ячейки (чем более грубо мы разрезали месторождение на ячейки), тем менее точно будет описан процесс фильтрации.

Представим себе аналогию с разрешением картинки: если у нас есть картинка с разрешением 100 на 100 пикселей, то она чёткая; если же мы делаем меньше пикселей, то картинка становится размазанной/размытой; и при определённом загрузлении мы уже не можем понять, что изображено на картинке. То же самое и в модели. В каждой ячейке задаётся набор свойств. Ес-

ли мы сделаем слишком грубую сетку, то представления о распределении свойств под землёй будут искажены, и соответственно мы будем получать искажённое решение.

Как и везде в итоге необходимо искать баланс: и достаточно быстро, и достаточно точно. Но бывает и не быстро, и не точно.

Помимо измельчения сетки есть ещё способ уменьшить численную дисперсию, а именно включить эту численную дисперсию в ОФП (получить при этом так называемую псевдо-ОФП), т.е. учесть что поток идёт более плавно по этим грубым ячейкам. Про это расскажу более подробно чуть позже, когда будем рассматривать ОФП.

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 прорвётся вода, будет меньше добыча нефти

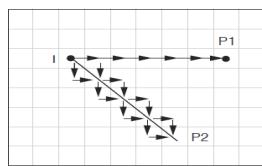
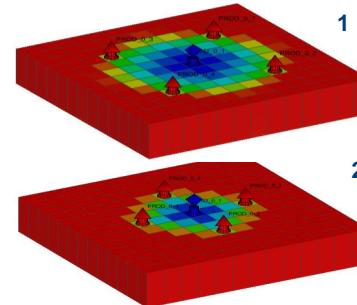


Рисунок взят из [5]



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

Ещё один численный эффект, возникающий при дискретизации, это эффект ориентации сетки. Он заключается в том, что время прихода флюида из одной точки в другую зависит от того, сколько ему нужно пройти ячеек.

Видим, что в случае, когда добывающие скважины расположены по диагонали ячеек сетки, вода к ним приходит позже. Это такой чисто численный эффект, который нужно как-то исключить.

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

Для уменьшения/исключения эффекта ориентации сетки можно измельчить сетку, использовать альтернативные численные схемы (которые учитывают взаимодействие ячеек по диагонали; естественно эти вычислительные схемы усложняют расчёт и требуют дополнительных вычислительных ресурсов), можно использовать сетку Вороного (позволяет более точно смоделировать приток к скважине, т.е. уменьшить эффект ориентации сетки) или линии тока (но линии тока являются неким упрощением, когда мы решаем для насыщенности одномерную задачу; про линии тока поговорим ещё дальше по курсу).

Для ячеек Вороного (PEBI) тоже есть сложности с решением систем уравнений, ведь у PEBI самих граней, через которые течёт поток, больше (у прямоугольной ячейки 6 граней, у ячейки Вороного 8 граней), соответственно, и сами матрицы систем уравнений становятся сложнее для решения. Углубляться не будем.

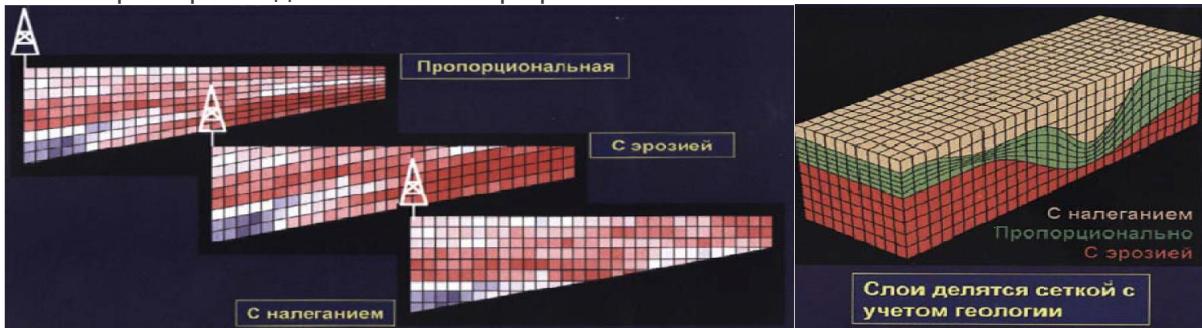
Вообще рекомендация такая: желательно ориентировать сетку ячеек по направлению основных потоков, которые в пласте происходят. Эти потоки могут быть связаны как с сеткой скважин, так и с региональными стрессами (какими-либо разломами, трещиноватостями). Всё равно есть преимущественные направления фильтрации, и сетку желательно ориентировать так, чтобы она была в направлении этих потоков (в направлении фильтрации).

Сетку Вороного не нужно ориентировать; для сетки Вороного пропадает числовой эффект ориентации сетки. Но для сетки Вороного есть другая проблема: поток не всегда направлен перпендикулярно грани ячейки в случаях локального измельчения сетки.

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

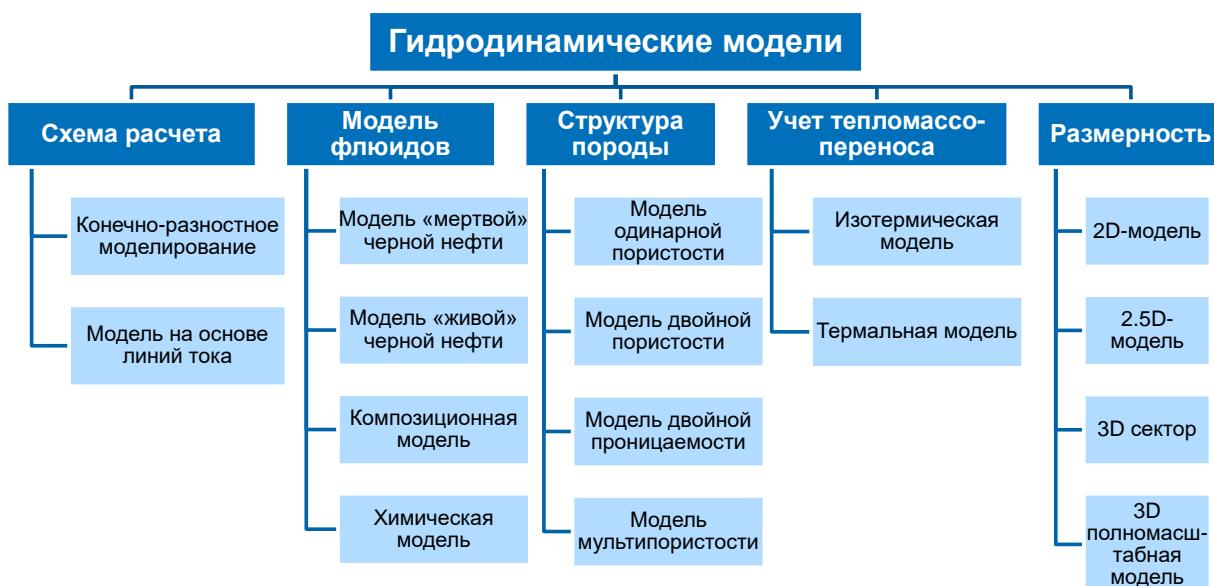
Рисунки Olivier Dubrule

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

Здесь показаны разбиения сетки по вертикали. Мы говорили о том, что есть эффект ориентации сетки по горизонтали, но на самом деле по вертикали он тоже может наблюдаться. В зависимости от того, как геолог сделает разбивку слоёв, может изменяться моделируемый процесс фильтрации.

Поэтому здесь важно тоже следить, чтобы вертикальная нарезка слоёв соответствовала тому, как фактически происходило формирование залежи. Т.е. если это было равномерное осадконакопление без особенностей, то должна быть пропорциональная нарезка (здесь конечно возможны разные уплотнения слоёв под воздействием разных обстоятельств, но нарезка всё равно пропорциональная); если шло осадконакопление на фундамент (например, на какие-нибудь выветренные прогибы), то используется нарезка с налеганием; если шло осадконакопление равномерно, но затем часть этих осадков срезалась (эродирована) под воздействием каких-либо факторов (грубо говоря, сдуло часть накопленного песка или срезало ледником, который съехал откуда-то с горы), то используется нарезка с эрозией.

2.20 Гидродинамические модели (схема)



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

На данном слайде представлено условное разделение моделей на типы по разным характеристикам (например, учитываем ли тепломассоперенос).

По размерности: может быть 3D полномасштабная модель, может быть 3D сектор, если мы считаем какую-то локальную задачу (например, рассчитываем оптимальное для бурения положение ствола скважины); с 2D моделью понятно – это карты или разрезы; есть ещё 2.5D модели – в одном слое модели задаётся распределение свойств, а по всем остальным слоям это распределение просто наследуется, т.е. визуально это выглядит как трёхмерная модель, но по вертикали не заложена реальная неоднородность (карту каждого слоя можем получить, зная карту в одном слое) – вроде это не 2D, но и не 3D, поэтому иногда называют 2.5D.

Про остальные типы сейчас подробнее поговорим.

2.21 Типы расчётных 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

По фазам/флюидам, которые задаются в модели, выделяют модель нелетучей нефти (ещё называют её Black Oil) – здесь моделируются три фазы (вода, нефть и газ), свойства фаз зависят только от давления (процессы изотермические), модели нелетучей нефти применимы для большинства способов разработки, которые используются у нас на месторождениях (это извлечение на режиме истощения, заводнение и т.д.)

На самом деле в рамках модели Black Oil есть ещё упрощённый метод для моделирования смешивающегося заводнения, но он не очень точный. Поэтому при необходимости моделирования смешивающегося заводнения используем композиционную модель.

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

В композиционной модели нефть и газ задаются покомпонентно, и уравнение фильтрации рассчитывается для каждой компоненты отдельно, т.е. представляется, что каждая компонента течёт сама по себе, и дальше в ячейке происходит смешивание этих компонент, и образуется какой-то флюид. Т.е. помимо уравнения фильтрации в такой модели на каждый шаг расчёта ещё дополнительно происходит расчёт равновесия флюидов, т.е. на основе того, какие в этой ячейке (в данный шаг по времени) оказались компоненты, рассчитывается, в каком состоянии флюид находится (т.е. сколько газа, сколько нефти и состав). Но понятно, что это кратно увеличивает время расчёта, поэтому такие модели рассчитываются только в крайних случаях, когда это действительно необходимо (т.е. для газоконденсатных месторождений, для месторождений с давлением, близким к давлению насыщения, когда происходит переход из одного фазового состояния в другое и обратно – на каждом шаге это может происходить, либо закачка газа, который растворяется, либо нефть испаряется; в общем, когда флюиды находятся в таком пограничном состоянии и состав флюидов в значительной степени влияет на их свойства, то используется композиционная модель).

Если говорить про Газпром-нефть, то сейчас у нас таких моделей становится всё больше, поскольку мы берём у Газпрома месторождения с нефтяными оторочками, т.е. мы совместно их разрабатываем (Газпром добывает газ, а мы добываем нефть в этих оторочках). Соответственно поведение нефти в оторочках иногда требует того, чтобы использовать композиционную модель, а именно, если мы систему поддержания пластового давления (ППД) пытаемся организовать, либо там содержится газоконденсат, который может выпадать испаряться, что-то ещё, то соответственно необходимо строить композиционную модель.

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

Термические модели содержат 4 фазы (ещё добавляется твёрдая фаза – кокс, например, когда мы используем внутрипластовое горение, то у нас часть нефти в пласте окисляется, сгорает и образуется твёрдая фаза кокс, которая тоже имеет определённые свойства и влияет на фильтрацию, т.е. она там закупоривает поры и так далее).

В этих моделях свойства фаз зависят не только от давления, но и от температуры: как вначале мы сегодня говорили, что в этом случае ещё добавляется уравнение сохранения энергии, т.е. тоже приходится гораздо больше уравнений решать, и такие модели тоже требуют гораздо больше вычислительных ресурсов. И термические модели применяются только для тех случаев, когда у нас используются термические методы увеличения нефтеотдачи (как правило, они используются для высоковязких нефей, чтобы снизить вязкость, чтобы нефть потекла; методы закачки пара; методы паротепловых обработок скважин Huff and Puff; циклическая закачка пара; закачка горячей воды или газа; внутрискважинные нагреватели; внутрипластовое горение).

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

По типу пласта (типу материала, из которого создан пласт) модели тоже можно разделить: обычно это модель одной среды, но когда у нас есть кроме поровой составляющей ещё и какие-то трещины, которые вносят существенный вклад в фильтрацию, то может использоваться модель двойной (или мульти-) среды. Т.е. если у нас трещиноватые, кавернозные коллектора (карбонаты, доломиты), то модель двойной среды может использоваться.

В этой модели как будто бы две среды: одна это поровая, а другая трещинная. Для каждой из этих сред задаются свойства отдельно и рассчитывается переток из одной среды в другую.

Если у нас запасы в основном содержатся в матрице (т.е. в поровой части пласта коллектора), а фильтрация происходит только по трещинам, то это называется моделью двойной пористости. Если же и матрица, и трещины достаточно проницаемы (фильтрация происходит и в матрице, и по трещинам), то это модель двойной проницаемости.

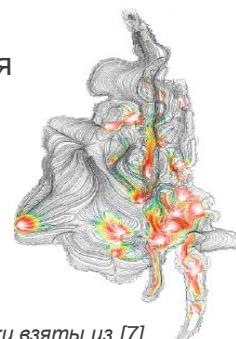
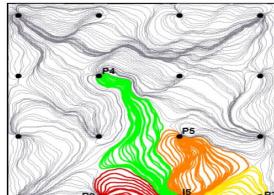
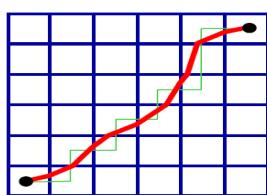
Как определить, какую модель лучше выбрать? Обычно смотрят по динамике работы скважин или по гидродинамическим исследованиям определяют эти характеристики, когда наступает отклик от матрицы, т.е. от поровой среды.

Кроме трещин у нас могут быть ещё и каверны, которые могут быть связаны или не связаны с трещинами, поэтому их тоже можно моделировать отдельной средой, когда это действительно необходимо (например, в случае трещинно-каверно-поровых доломитных коллекторов). Тогда у нас возникает модель тройной пористости, четверной и так далее (мультипористости). Т.е. можно сложные коллектора моделировать множественными средами, но опять таки это всё ведёт к усложнению модели и к увеличению времени расчёта, поэтому здесь нужно всегда искать баланс между скоростью и точностью.

Сейчас дойдём до логического завершения и сделаем перерыв.

2.21.5 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

Про конечно-разностные модели мы проговорили (что мы разбиваем пространство и время на элементарные участки - на ячейки - и в каждой ячейке считаем уравнение).

Есть альтернативный вид моделей. Называется он моделями линий тока. Здесь вместо решения уравнений на трёхмерной сетке решается одномерная задача для насыщенности. Для этого строится линия тока таким образом, что касательная к каждой точке этой линии совпадает с вектором скорости фильтрации флюида, т.е. если мы построим к этим линиям касательные в каждой точке, то они будут показывать направление, в котором происходит фильтрация флюида.

Для давления мы продолжаем решать трёхмерную задачу, а для насыщенности задача упрощается. Кроме того, что модели линий тока немного ускоряют расчёт, они предоставляют нам дополнительный способ визуализации процесса фильтрации. Можно раскрасить линии от каждой скважины, и тогда мы видим, с какими скважинами данная скважина связана. Также можно численно определить, какой процент флюида идёт от данной скважины к другой скважине. И это даёт нам дополнительную информацию, на основе которой мы можем проводить оптимизацию системы заводнения (т.е. понять какие нагнетательные скважины эффективно закачивают воду (эффективно вытесняют нефть), а какие неэффективно (т.е. гоняют воду по кругу); и соответственно перераспределить закачку из менее эффективных скважин в более эффективные и таким образом либо сократить количество добываемой воды, либо увеличить количество добываемой нефти, либо одновременно и то, и другое).

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

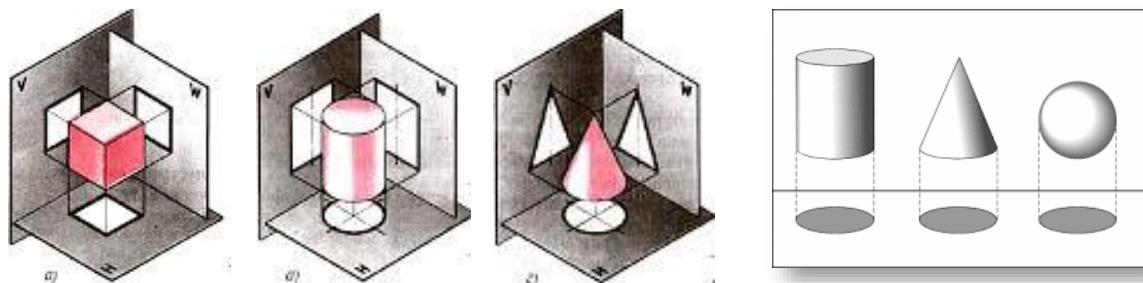
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 46

Есть ещё Proxy-модели

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

Proxy-модель является простой моделью, которая может быть применима для простых залежей, т.е. если у нас есть какие-то трёхмерные эффекты, которые необходимо воспроизвести, то такая модель не подойдёт.

На слайде представлены случаи, в которых 2D-Proxy-модель не подойдёт.

Пример: трёхмерные фигуры могут иметь в 2D одинаковую проекцию, но в 3D они значительно отличаются, т.е. не для всех случаев 2D модель достаточна.

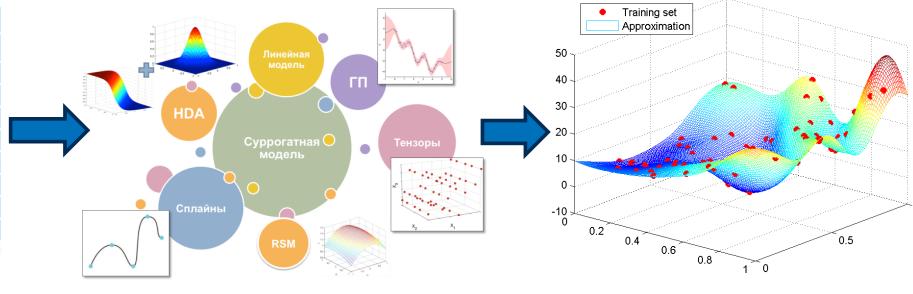
2.21.7 Суррогатные (мета) модели

Типы расчетных моделей. Суррогатные (мета) модели

Что такое суррогатная модель?

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

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



Основные составляющие суррогатного моделирования:

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

По материалам Skoltech

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

Есть ещё (в последнее время появляются) так называемые суррогатные модели (или метамодели), которые стали особенно популярны в связи с появлением нейронных сетей, которые аппроксимируют поведение каких-либо систем. Т.е. по сути это модель модели: сама модель это некое упрощение реальной системы, но всё равно она достаточно сложная, содержит в себе много различных связей, характеристик, долго считается, поэтому возникла следующая идея: давайте мы опишем модель с помощью каких-то более простых функций или нейронных сетей. Для этого производится ряд вычислений на модели в симуляторе и результаты аппроксимируются какой-либо функцией (или нейронка обучается на эти расчёты). С помощью такой упрощённой модели можно какие-то характеристики считать. Например, мы натренировали нейронку считать накопленную добычу нефти в зависимости от каких-то параметров модели, и дальше с помощью этой нейронки можем быстрее производить расчёты накопленной добычи нефти.

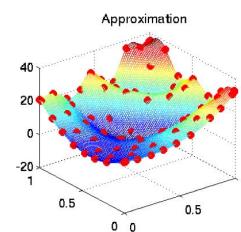
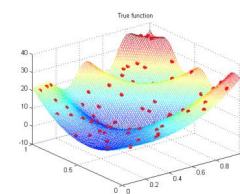
Здесь тоже есть определённые минусы. Всеобъемлющую суррогатную модель не построишь, для каждого параметра её придётся заново тренировать (или для каждого месторождения, или для определённых условий). В общем, пока не получается сделать такую модель, чтобы она была натренирована на одних данных, а мы изменили систему разработки, например, и модель всё равно продолжала работать. Другими словами, метамодель придётся переобучать и тратить на это время.

Но всё же для какого-то класса задач можно использовать метамодели, однако пока невозможно такими моделями заменить всё.

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

Здесь представлен алгоритм построения суррогатной модели.

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

Здесь показаны области применения суррогатных моделей. Метамодели применяются для анализа чувствительности, для оптимизации (когда нам нужно сделать много расчётов, мы можем много расчётов произвести на этих простых (быстрых) метамоделях и потом несколько расчётов на исходных более сложных (медленных) моделях, чтобы подтвердить расчёты простых метамоделей).

2.22 Иерархия гидродинамических моделей

Иерархия гидродинамических моделей

Сложность, длительность, детальность на входе и выходе			
1D-модель	1.5D-модель	2D сектор	3D полномасштабная модель
<p>$q_{\text{well}} = f(A_{\text{pattern}}, l_{\text{well}})$</p> <p>Инструмент расчета в условиях крайней высокой неопределенности в данных</p> <ul style="list-style-type: none"> + Системный подход к контролю параметров скважины/пласт + Широкие возможности автоматизации расчетов + Расчет в режиме реального времени + Неограничен по количеству расчетов 	<p>Физическое моделирование прорывов газа и воды</p> <ul style="list-style-type: none"> + Воспроизведение переходных явлений: конусообразование, дестабилизация фронта + Решение оперативных прикладных задач, в т.ч. формирование рекомендаций по заведению, ГТМ, промысловым исследованиям + Системный подход к мониторингу параметров скважины/пласт + Широкие возможности автоматизации расчетов + Очень высокая скорость расчетов + Возможность встраивания в цикл интегрированного проектирования + Неограничен по количеству расчетов 	<ul style="list-style-type: none"> + Воспроизведение латеральной фациальной неоднородности + Анализ связности коллектора, влияние на разработку + Получение эффективных характеристик пласта с учетом фациальной неоднородности + Расчет значительного количества вариантов разработки для характерных участков + Верификация фильтрационных характеристик пласта, воспроизведенных в 2D 	<ul style="list-style-type: none"> + Расчет вариантов разработки + Обоснование концепции поверхностного обустройства месторождения + Верификация фильтрационных характеристик пласта, воспроизведенных в 2D и детальных 3D секторных моделях
			

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

Здесь ещё пара слайдов про иерархию моделей: чем более детальная и сложная модель, тем она требует больше данных на входе и больше выдаёт на выходе, но при этом требует больше трудозатрат, больше информации и больше времени на расчёт. Соответственно, здесь нужно искать, опять повторюсь, компромисс (т.е. для каких-то простых задач достаточно и простых моделей, т.е. нет необходимости использовать сложные трёхмерные полномасштабные модели для каких-то простых задач; и наоборот для сложных задач простых моделей может быть недостаточно).

2.23 Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

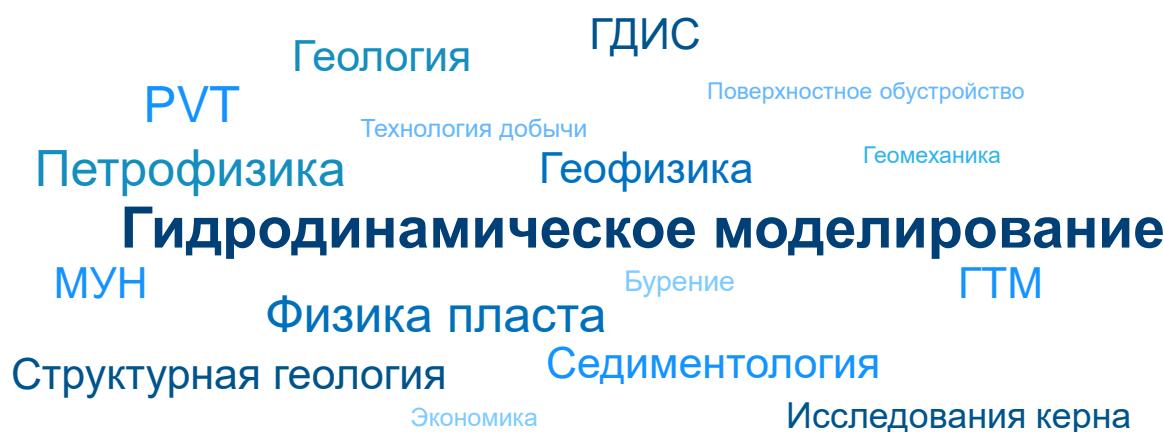
Групповая дискуссия:

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

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

Дальше поговорим о данных, которые используются для построения гидродинамических моделей. Давайте сделаем перерыв, сейчас у нас 11:05, перерыв до 11:15. Проветримся, чтобы не уснуть. Дальше поговорим о том, какие данные используются, как они обрабатываются перед тем, как попасть в модель. Если есть какие-то вопросы, то тоже можете пока их готовить и через 10 минут задать.

Местоположение моделирования в цикле нефтедобычи

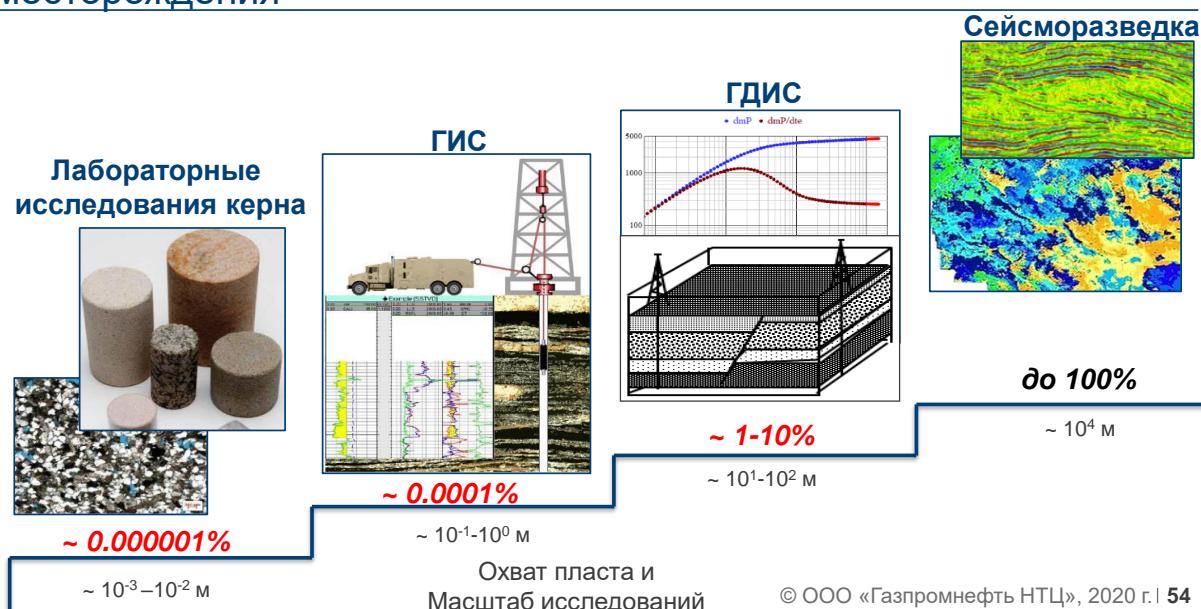


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 53

Здесь в виде облака тегов показано, с какими дисциплинами связано гидродинамическое моделирование, какого типа данные входят в ГДМ модель.

2.24 Источники геологической информации в масштабах месторождения

Источники геологической информации в масштабах месторождения



На этом слайде показано, что есть разные источники геологической информации о месторождении и при этом они имеют разный охват пласта и масштаб исследований.

У нас есть с одной стороны лабораторные исследования керна, которые очень точные, т.е. мы вплоть до каждой поры можем рассмотреть образец, но при этом они имеют очень маленький масштаб исследования и только точечные данные (т.е. мы не можем по всему месторождению отобрать весь пласт и каждую пору рассмотреть; это просто какие-то элементы, из которых мы делаем выводы о строении пласта, о строении коллектора или неколлектора).

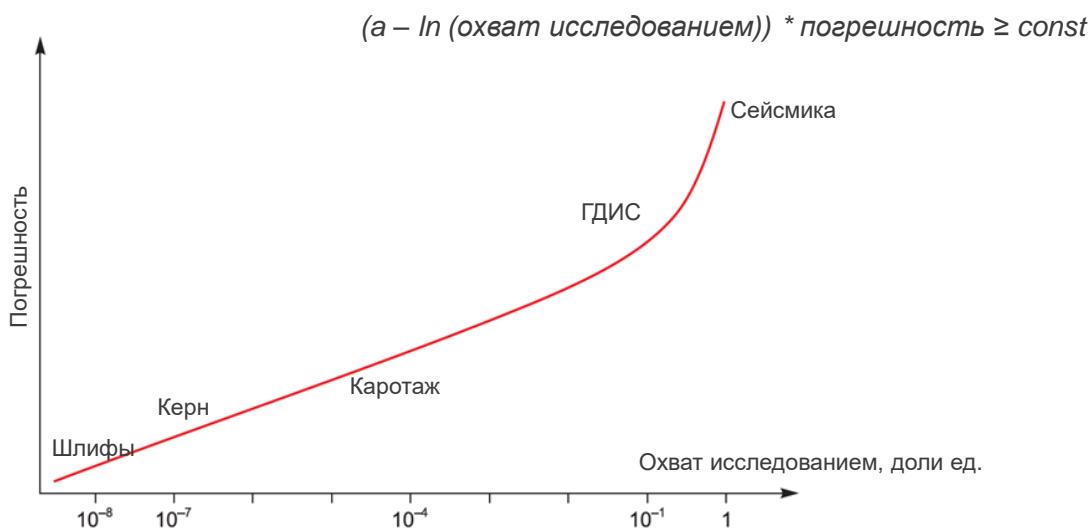
Дальше по размерности идут геофизические исследования скважин (ГИС), но у них по-прежнему информация только вблизи скважин. ГИС менее точные, чем исследования на керне, но при этом у ГИС чуть больше охват исследования.

Гидродинамические исследования скважин позволяют нам охватить зону дренирования скважин, это уже десятки и сотни метров, но при этом имеют более высокую погрешность (более низкую точность), чем ГИС и керн.

Сейсморазведка позволяет охватить исследованиями всё месторождение или даже несколько месторождений, но при этом имеет самую высокую погрешность, т.е. с одной стороны мы имеем много данных, но при этом погрешность по определению структуры пласта (на какой глубине пласт находится) может составлять десятки метров.

2.25 Охват исследованием и погрешность

Охват исследованием и погрешность [13]



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 55

Получается такой вот принцип неопределённости. По аналогии с принципом неопределённости Гейзенберга я попробовал записать: с одной стороны у нас увеличивается охват исследованием, а с другой стороны увеличивается погрешность, т.е. чем больше охват, тем большее погрешность.

В физике есть принцип неопределённости Гейзенберга, когда мы для квантовой частицы знаем либо её местоположение, либо её импульс (т.е. куда она движется).

Здесь мы тоже либо всё охватываем исследованием, но тогда имеем большую погрешность, либо имеем низкую погрешность, но тогда имеем очень маленький охват. Поэтому данные у нас обладают такой неопределённостью: нам приходится их между собой комплексировать, искать какие-то хитрые методы, как друг с другом их увязать, ведь они разного масштаба, разного типа, записываются и хранятся по-разному. Другими словами, есть много разных методик, как эти данные разных исследований между собой связывать и приводить в гидродинамическую модель.

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, KWRW, KRO, KRORW, KRG, KRORG
PVT-свойства флюидов	PVT-исследования	DENSITY, PVTW, PVCDO, PVDO, PVTO, PVCO, PVDG, PVTG, PVZG, RS, RV, PBUB, PDEW
Сжимаемость породы	Анализ керна	ROCK, ROCKTAB
Глубина флюидоконтакта	Опробования, РИГИС, первичная эксплуатация скважин, ГДИС, градиент давления	EQUIL
Начальное пластовое давление	ГДИС, градиент-зонд, манометр	EQUIL, PRESSURE, PRVD
Координаты и траектории скважин	Геомодель	WELSPECS, COMPDAT
Перфорации скважин	Отчеты по КРС	COMPDAT
Данные эксплуатации скважин	МЭР, ГДИС, отчеты по КРС и ГТМ	DATES, TSTEP, WCONHIST, WCONPROD, WCONINJH, WCONINJE

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

Здесь такая таблица, в которой я попытался свести разные типы данных, которые используются для гидродинамической модели, откуда они берутся и какие ключевые слова в основном используются. Естественно это не всеобъемлющая таблица, но она показывает основную информацию, которая в гидродинамической модели используется.

Координаты и траектории скважин можем взять непосредственно из баз данных, но обычно берём из геомодели (так как они туда уже подгружены).

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»*

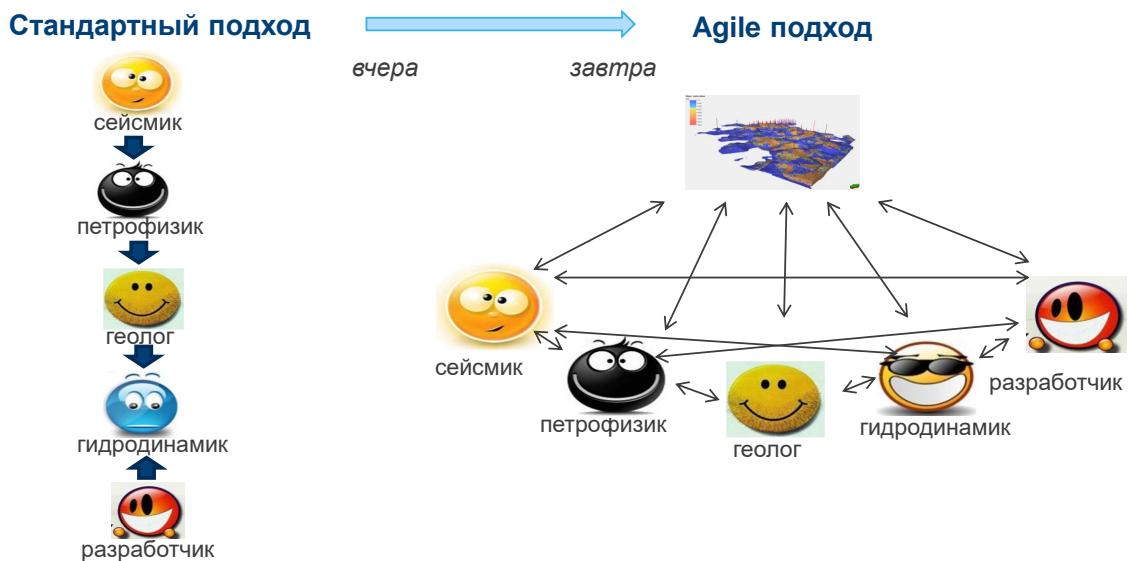
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 58

На данном слайде выдержка из регламентного документа, которая говорит о том, что исходные данные могут содержать недостоверную информацию, и, если мы эту информацию занесём в модель, то соответственно такого же качества результат мы и получим (что посеешь, то и по-

жнёшь). Поэтому перед тем, как модель запускать на расчёт, нужно проверить достоверность промысловой информации, непротиворечивость этой информации, поговорить непосредственно с коллегами на промысле, которые эту информацию записывали, всё ли действительно так, как оно занесено в базы данных. И затем уже использовать эту модель.

2.27 Подходы к построению ПДГГДМ

Подходы к построению ПДГГДМ



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

Здесь схематичный слайд о постепенном переходе со стандартного подхода поэтапного построения ГДМ модели к гибкому Agile подходу.

При стандартном подходе модель создаётся поэтапно. Т.е. сейсмик делает интерпретацию сейсморазведки, строит какие-то структурные поверхности, оценивает какие-то протяжённые тела, передаёт это всё петрофизику. Петрофизик тоже интерпретирует свои ГИСы, передаёт эту одну интерпретацию геологу. Геолог это всё сводит к геологической модели, передаёт гидродинамику одну эту геологическую модель. Разработчик даёт гидродинамику какие-то результаты эксплуатации и исследований скважин, а у гидродинамика это всё не сходится. Почему так происходит? Потому что все эти данные обладают неопределённостями и, если мы используем только какое-то одно значение из всего этого диапазона, то естественно оно может не соответствовать интерпретации по другому направлению. Соответственно здесь должен быть гибкий подход, чтобы данные из разных направлений были в едином рабочем процессе (настраивались друг на друга), а с другой стороны сохранить диапазоны неопределённостей по интерпретации и протаскивать их на протяжении всего этого рабочего процесса (workflow) создания модели так, чтобы искать подходящее решение в пределах всех возможных вариаций параметров (при этом сохраняя взаимосвязи между параметрами). Тогда все будут счастливы и модель будет более точная.

Мы такой подход реализовали, сейчас начинаем его тиражировать на разных месторождениях. Сложно, конечно, пока это всё идёт; пока люди осознают, что это необходимо делать, прихо-

дится рисовать вот такие смайлики и показывать это схематично в виде пиктограмм.

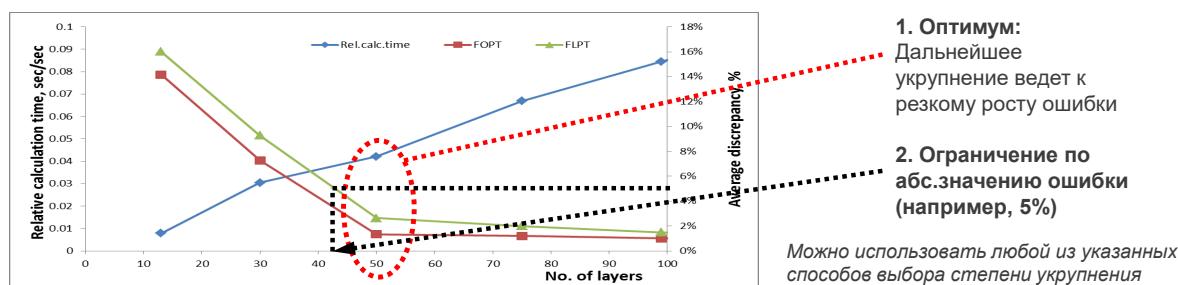
2.28 Ремасштабирование геомодели

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

Теперь переходим непосредственно к созданию модели. После того, как геолог создал свою статичную геологическую модель и передал его гидродинамику, бывают случаи, когда эту модель необходимо сделать более грубой, когда эта модель слишком детальная и эта детальность излишняя (только забирает ресурсы и никакой информации особо не несёт для гидродинамика).

Возникает необходимость сделать процедуру ремасштабирования, т.е. укрупнение модели (точнее укрупнение ячеек модели). Эта процедура состоит из двух этапов: первое это upgridding (ремасштабирование сетки; изменение размеров и количества ячеек) и второе это upscaling (ремасштабирование свойств; т.е. после того, как мы получили большие ячейки, нам в эти большие ячейки нужно записать свойства, а именно осреднить значения свойств из маленьких ячеек и перенести эти осреднённые значения в большую ячейку).

Возникает такой вопрос: до какой степени нам модель можно укрупнять и когда следует остановиться, т.е. когда мы начнём терять в качестве?

Можно построить такой график (представлен на слайде): по оси x откладываем количество слоёв по вертикали (здесь мы говорим про укрупнение по вертикали), а по оси y откладываем погрешность в расчёте накопленной добычи нефти (FOPT), накопленной добычи воды (FLPT). Т.е. мы сравниваем, насколько результаты вот этих накопленных показателей отличаются от модели с исходной геологической сеткой. При уменьшении количества слоёв ошибка постепенно растёт, и в какой-то момент на графике возникает перегиб (ошибка начинает возрастать более резко), т.е. это является неким косвенным признаком того, что мы начинаем в этот момент терять какую-то информацию о геологическом строении, о неоднородности. И соответственно

можем сказать, что в этой точке перегиба у нас оптимум, дальше которого модель укрупнять не следует (стоит остановиться). Итак, первым способом выбора степени укрупнения является нахождение оптимума (точки перегиба на графике).

Второй способ – это просто ограничиться каким-то значением ошибки. Почему-то обычно привязываются к каким-то круглым значениям (5, 10 или 20 %).

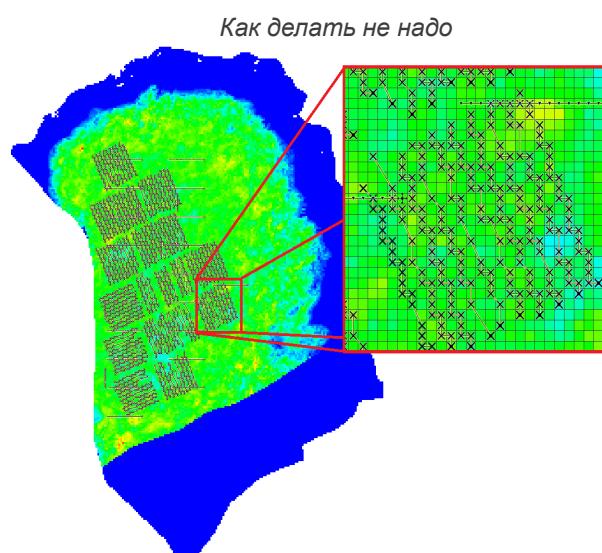
Но лучше всё-таки использовать способ, который показывает, в какой момент мы начинаем терять информацию о строении месторождения.

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 расчёта увеличится)



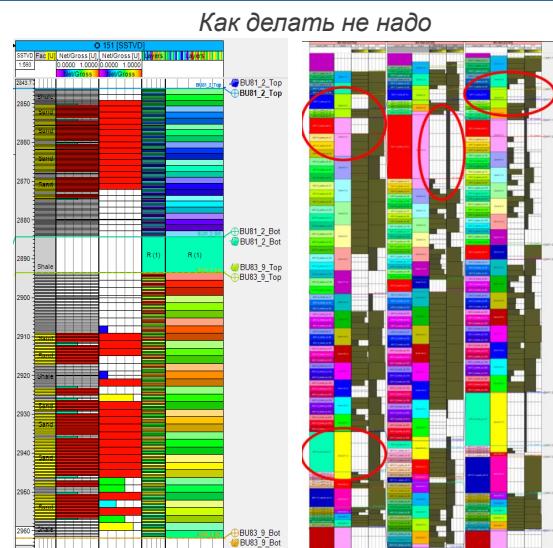
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 60

По горизонтали рекомендация следующая: рекомендуется, чтобы между скважинами было не менее 3-5 ячеек, чтобы описать фильтрацию между скважинами. Но с другой стороны, если у нас количество данных по месторождению ограничено, то стремиться к излишней детализации тоже не стоит, потому что точности не добавится (ведь новых данных нет), а время расчёта увеличится. Но как минимум 3-5 ячеек всё таки желательно оставлять. Справа на слайде приведён пример модели, которую передавали мне на экспертизу: и даже сложно различить, где какая скважина находится (здесь представлены горизонтальные скважины; крестиками помечены перфорации), настолько близко они расположены (в соседних ячейках), что, честно, даже непонятно, где какой ствол идёт; что таким образом пытались смоделировать тоже непонятно, естественно экспертизу такая модель не прошла и было рекомендовано сделать более детальную модель, чтобы между скважинами корректно воспроизводить процесс фильтрации.

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

По вертикали желательно следить за тем, чтобы сохранялась расчленённость, нарезка слоёв и глинистые перемычки не пропадали.

Здесь на слайде тоже показан пример одной из моделей, которая проходила на экспертизу (левый рисунок на слайде). Как делать не надо. Видим, что в геологической модели и верхний, и нижний пласти достаточно расчленённые (на ГИС есть много белых глинистых перемычек). А после укрупнения видим, что верхний пласт вообще склеился в один однородный массив, и в нижнем пласте тоже расчленённость пропала.

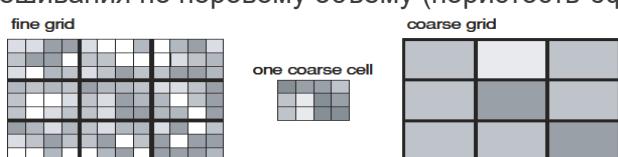
На правом рисунке на слайде есть пример, в котором глинистые перемычки пропали не внутри одного пласта, а даже между пластами, т.е. пласты, которые вообще не сообщаются гидродинамически, вдруг стали гидродинамически связанными. Такое ужасное нарушение; модель стала совсем непригодной для расчётов, поскольку появилась вертикальная связь.

2.30 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

После того, как мы укрупнили ячейки, нужно в эти ячейки перенести свойства.

Вот у нас пример здесь: были такие маленькие ячейки, теперь эти маленькие ячейки стали одной большой ячейкой. У маленьких ячеек были разные значения какого-то свойства. Какое значение теперь занести в большую ячейку?

Есть рекомендованные методы расчёта средних свойств и очерёдности расчёта: сначала мы рассчитываем среднее значение песчанистости (рассчитывается как среднее арифметическое, но взвешенное по объёму ячеек; формула представлена на слайде – ячейки имеющие больший объём вносят больший вклад), следующей по очереди осредняется пористость (здесь среднее арифметическое, взвешенное на эффективный объём; эффективный объём – это песчанистость, умноженная на геометрический объём), далее осредняется насыщенность (среднее арифметическое, взвешенное на поровый объём; поровый объём – это пористость, умноженная на эффективный объём). Это всё делается для того, чтобы воспроизвести запасы для модели с укрупнённой сеткой.

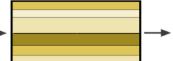
Если же делать всё-таки гидродинамически уравновешенную модель, то насыщенность можно не осреднять, а рассчитать по гидростатическому равновесию. Про это (про расчёт насыщенностей) дальше мы тоже будем говорить, когда будем обсуждать инициализацию модели.

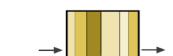
2.31 Ремасштабирование проницаемости

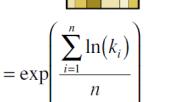
Ремасштабирование проницаемости

Методы ремасштабирования проницаемости:

- Арифметическое среднее (поток в основном параллельно напластованию)

$$k_{eff} = k_a = \frac{\sum_{i=1}^n t_i k_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$$

- Гармоническое среднее (поток в основном перпендикулярно напластованию)

$$k_{eff} = k_h = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n \frac{t_i}{k_i}}$$

- Среднее геометрическое (сильно неоднородный пласт)

$$k_g = \exp\left(\frac{\sum_{i=1}^n \ln(k_i)}{n}\right)$$

- Среднеарифметическое значение между арифметико-гармоническим и гармонико-арифметическим осреднением
- Осреднение на основе решения уравнений однофазной или многофазной фильтрации

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

Для проницаемости методы осреднения более разнообразны, поскольку проницаемость не является объёмной характеристикой, а является характеристикой, зависящей от направления фильтрации.

И получается, что если поток идёт параллельно напластованию, то мы можем использовать среднее арифметическое для осреднения.

Если поток идёт перпендикулярно напластованию, то рекомендуется использовать среднее гармоническое.

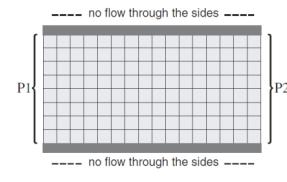
Если же пласт сильно неоднородный (сложно выделить направление напластования), то можно использовать среднее геометрическое или хитроумную комбинацию арифметических и гармонических.

Но самый лучший способ – это осреднение на основе решения уравнений однофазной или многофазной фильтрации. Т.е. что делается? Фактически производится расчёт потоков (по формуле Дарси, грубо говоря) на мелких ячейках и затем на крупных ячейках обратным пересчётом рассчитывается проницаемость так, чтобы потоки через грани крупных ячеек были такими же, как и сумма потоков через грани мелких ячеек, которые составляют эту крупную ячейку. Т.е. основная задача – это сохранить потоки, и таким образом подбирается проницаемость, чтобы эти потоки сохранились.

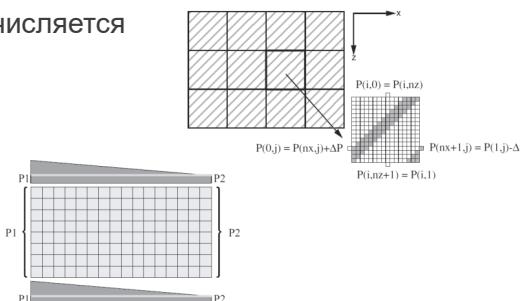
Ремасштабирование проницаемости (Flow-based)

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

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



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



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

Здесь говорится о том, какие условия задавать на границах при таком способе осреднения.

Если поток идёт по горизонтали, то мы говорим, что вертикального перетока нет.

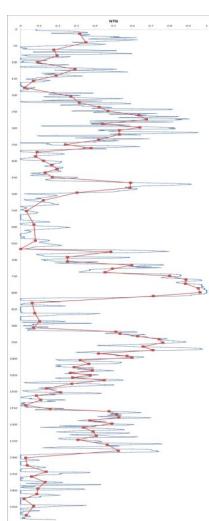
Если идёт косая слоистость, то вычисляется полный тензор проницаемости.

Если идёт и горизонтальный поток, и вертикальный, то можно задать изменение давления на верхних границах, чтобы был переток.

2.32 Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

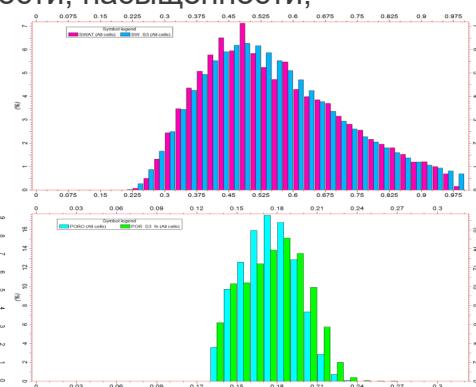
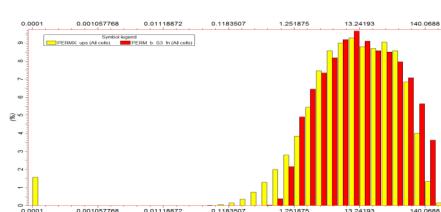
Ремасштабирование геомодели. Контроль качества

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

Как контролировать ремасштабирование? Есть несколько способов.

Первое – это геолого-статистический разрез (например, по песчанистости). Здесь чисто визу-

ально оценивается, сохранились ли глинистые перемычки, оцениваются доли коллектора с высоким и низким содержанием глины, т.е. такое визуальное сравнение графиков.

На слайде (на крайнем левом рисунке) красным показано среднее значение песчанистости в слоях по укрупнённой модели, а синей – в исходной геологической модели. Геолого-статистический разрез получается следующим образом: в каждом слое считается среднее арифметическое значение и наносится на график (по оси ординат – слои, по оси абсцисс – значения песчанистости). Получается такая вот «кардиограмма» (крайний левый рисунок), на которой мы сопоставляем визуально, насколько хорошо сохранились глинистые перемычки.

Также можно сопоставить начальные запасы углеводородов (сохранились или не сохранились после ремасштабирования), эффективные толщины и ещё можно посмотреть гистограммы.

Гистограммы, конечно, один не совпадут, потому что количество крайних ячеек (точнее ячеек, которые имеют крайние значения, т.е. либо максимальные, либо минимальные) сократится, поскольку такие ячейки в ходе осреднения будут объединяться с ячейками с другими значениями. Соответственно количество крайних значений уменьшится, и гистограмма как бы прижмётся к своему среднему значению, но при этом вид самой гистограммы должен быть одинаковый как до, так и после укрупнения ячеек. Т.е. если мы видим какое-то смещение среднего значения или другой вид гистограммы, то это может говорить о том, что мы потеряли какую-то информацию о строении пласта в ходе этого укрупнения и нужно вернуться и проверить, всё ли правильно мы сделали, правильные ли методы осреднения использовали и не слишком ли грубо мы всё это сделали.

Это рассмотрели то, что касается статических свойств.

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 задать в ячейках свойства о том, каким образом флюиды взаимодействуют друг с другом и с пластом в ходе фильтрации. Это взаимодействие в основном связано с поверх-

ностным натяжением. Считаем, что химического взаимодействия в пласте в ходе фильтрации не происходит (в обычной модели, без учёта химии). Взаимодействие флюидов в основном обусловлено поверхностным натяжением. Это поверхностное натяжение связано с дисбалансом сил на границе раздела веществ. Если представить флюиды в виде молекул, между которыми есть некая связь (притяжения, отталкивания), то молекулы воды будут более мелкими, молекулы нефти будут более крупными (и находящимися друг от друга на большем расстоянии). Если представить себе, что это такие гибкие конструкции, то из-за того, что стержни разной гибкости (т.е. молекулы по-разному притягиваются друг к другу), возникает дисбаланс сил, который приводит к поверхностному натяжению, деформирующему внешнюю границу несмешивающихся жидкостей, приводит к образованию капель, приводит к тому, что флюид стремится растечься по поверхности твёрдого тела. Образуются характерные углы смачивания.

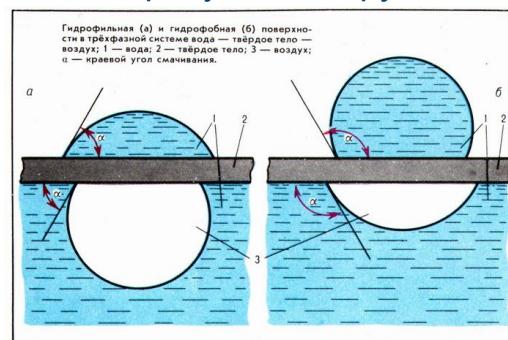
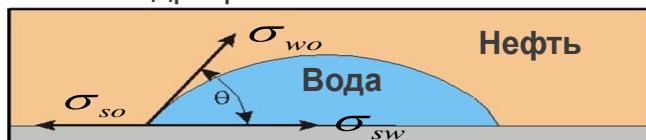
2.34 Смачиваемость

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

Флюид, который смачивает поверхность твёрдого тела (или прилипает к ней), называется смачивающим это твёрдое тело.

Если говорить про нефтянку, то здесь выделяют 3 типа пород: гидрофильные (которые смачиваются водой), гидрофобные (которые смачиваются нефтью) и с промежуточными условиями смачиваемости.

Если флюид смачивает породу, то он прилипает к её поверхности и растекается.

Если флюид не смачивает породу, то образуются капельки и угол смачивания будет больше 90 градусов.

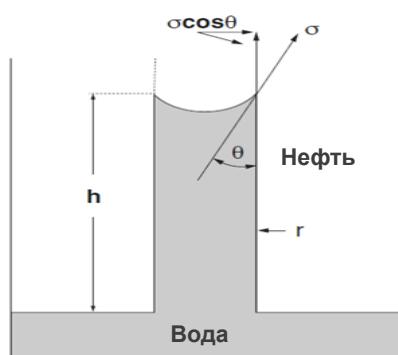
По умолчанию угол смачивания измеряется в сторону жидкой фазы, имеющей большую плотность, и меняется от 0 до 180 градусов.

Косинус угла смачивания можно рассчитать через поверхностные натяжения.

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

Из-за смачивания возникает капиллярное давление, т.е. разница между давлениями смачивающей и несмачивающей фаз на границе их раздела.

Если представить себе гидрофильтрный капилляр, то вода стремится по нему растечься и бесконечно бы растекалась по нему, но действует сила гравитации, препятствующая растеканию воды по капилляру. Сила тяжести и капиллярные силы балансируют.

Запишем баланс: сила гравитации обуславливается разницей давлений столба жидкости, а сила действующая вверх обуславливается поверхностным натяжением.

Из баланса получаем капиллярное давление. Эту формулу необходимо запомнить или уметь вывести.

Чем больше радиус капилляра, тем меньше капиллярное давление и на меньшую высоту поднимется вода от уровня равновесия (зеркала свободной воды – дальше на слайдах про него расскажем) до уровня равновесия с нефтью. Т.е. переходная зона (уровень поднятия воды в капилляре) будет зависеть от размера капилляра.

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.

Дополнение. Нелинейная фильтрация связана с вязкостью жидкости и капиллярными эффектами (запирающий градиент / давление сдвига). Подумать об этом и почитать подробнее про нелинейную фильтрацию (могут ли капиллярные эффекты оказывать существенное влияние на нелинейную фильтрацию)?

Капиллярное давление

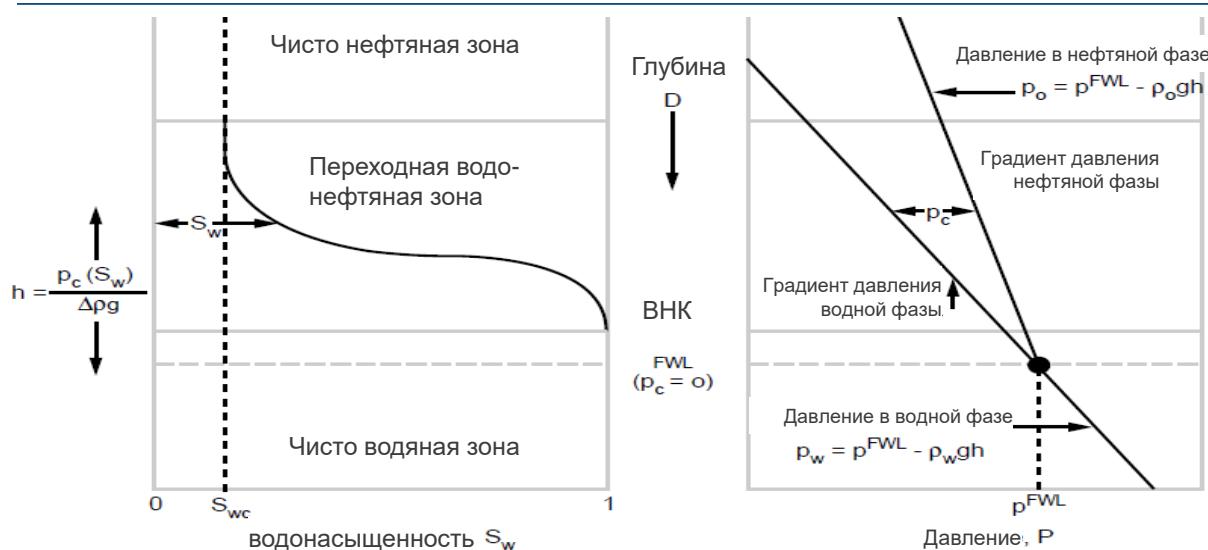


Рисунок взят из [5]

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

Если нарисовать график капиллярного давления (здесь по оси x откладывается водонасыщенность, а по оси y можно отложить высоту от уровня зеркала свободной воды).

Справа на слайде показаны градиенты давления: давление $\rho_o gh$ для нефти и $\rho_w gh$ для воды; соответственно разница между ними – это капиллярное давление.

Зеркало свободной воды = капиллярное давление равно нулю (пересекаются графики давления в нефтяной и водной фазах). От этого уровня считается высота подъёма воды h по капиллярам.

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

В гидродинамике для однозначности используют уровень зеркала свободной воды (уровень, где капиллярное давление равно нулю).

Капиллярное давление

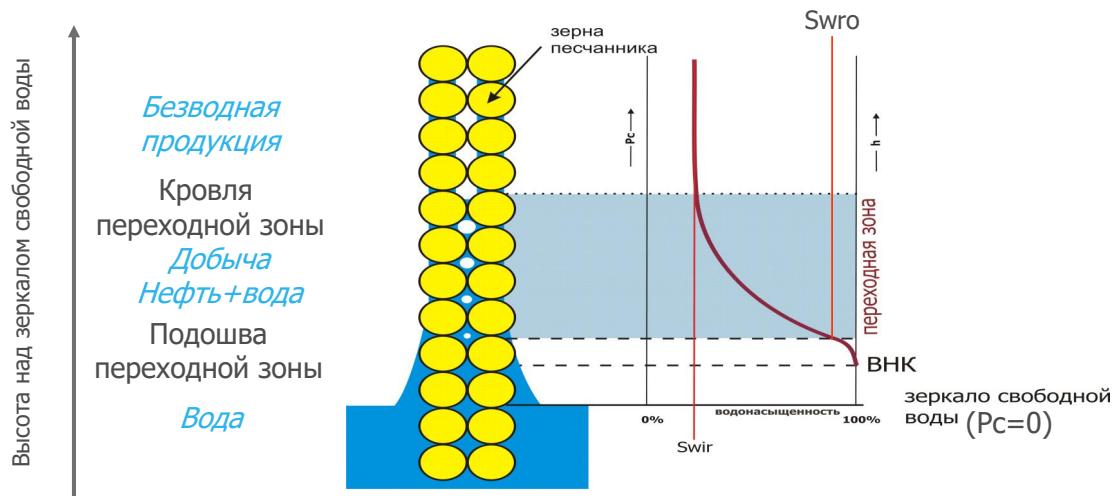


Рисунок взят из [5]

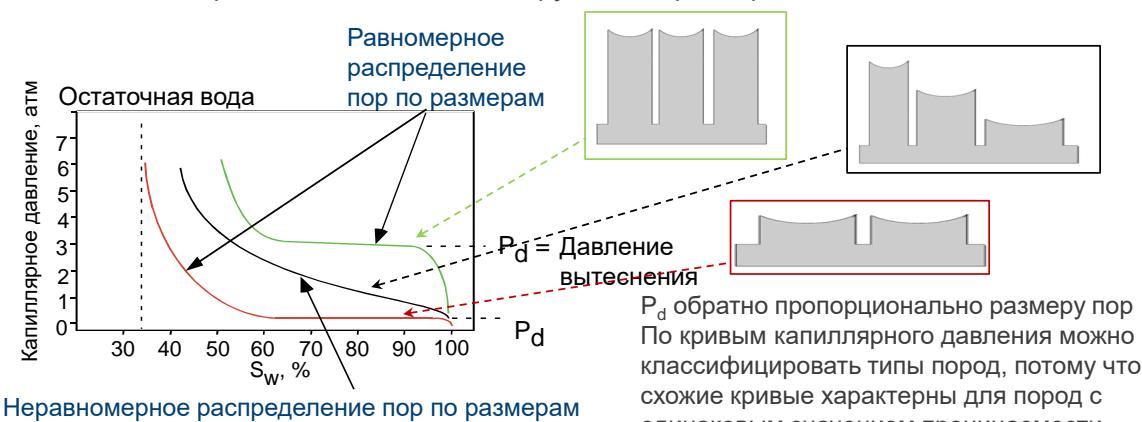
70

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

Как капиллярное давление влияет на добычу? Ниже ВНК и в подошве переходной зоны добывается только вода. В переходной зоне добывается и нефть, и вода. Когда капиллярка выходит на асимптоту, то это означает, что на этой глубине в пласте находится только связанная вода, т.е. будет идти добыча только нефти (безводной продукции).

Капиллярное давление

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



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

Рисунок взят из [5]

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

По виду капиллярной кривой можно судить об однородности коллектора и о размере пор. Если поры достаточно широкие, то капиллярное давление поднимет флюид на небольшую высоту от зеркала свободной воды.

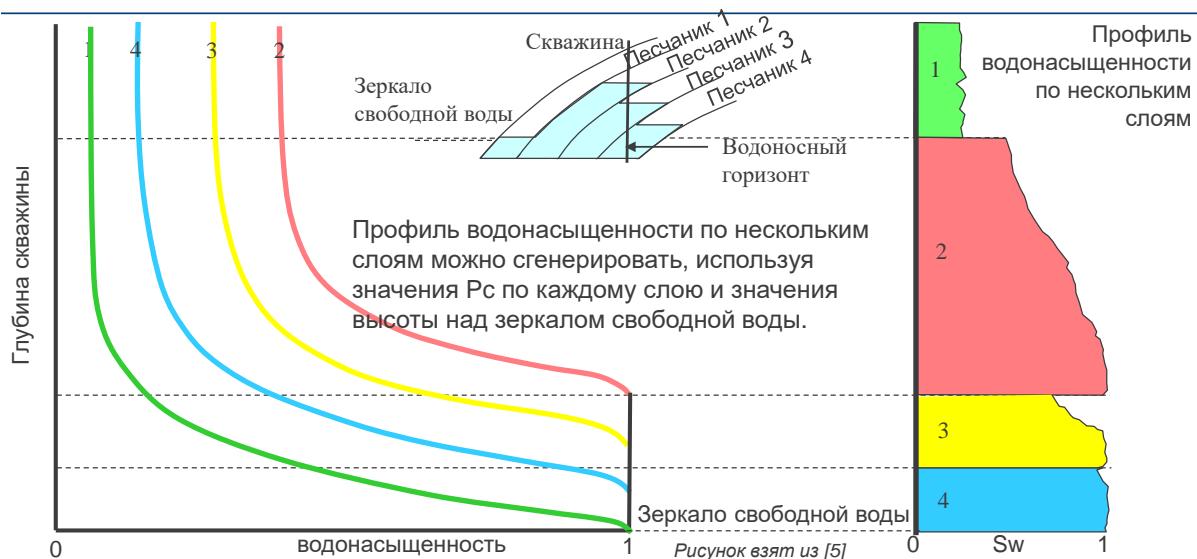
Для узких пор полка (практически постоянное значение на графике) по капиллярному давлению находится выше, чем для широких пор.

Для неоднородного коллектора нет полки по капиллярному давлению (плавный переход).

Т.е. по виду кривой капиллярного давления и по ступеньке на этой кривой можно судить о том, насколько пласт проницаемый или однородный/неоднородный по распределению пор по размерам.

2.36 Капиллярное давление для разных типов породы

Капиллярное давление для разных типов породы



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

Здесь ещё раз нарисованы 4 капиллярные кривые. Представим, что у нас есть 4 пропластка с разными свойствами (песчаники 1, 2, 3 и 4). Мы пробурили скважину и вскрыли эти 4 песчаника. Показано, на какую высоту в этих пропластках поднялась вода.

Вопрос: в каком из этих пропластков самые плохие свойства, т.е. самые тонкие капилляры?

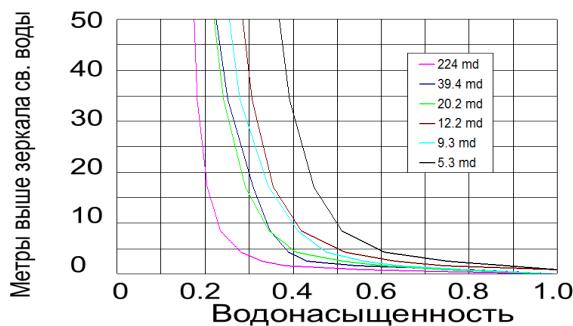
Во втором песчанике мы видим, что вода поднялась на самый высокий уровень. Вспоминаем, что капиллярное давление (и соответственно уровень поднятия) обратно пропорционально радиусу капилляра. Т.е. во втором песчанике у нас самые тонкие поры. Следовательно, во втором песчанике самый худший коллектор (самые узкие поры).

2.37 J-функция Леверетта

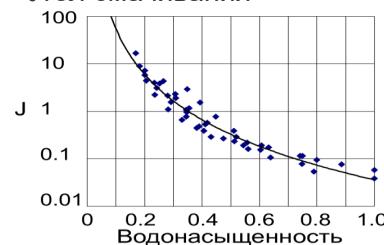
J-функция Леверетта

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

Когда у нас есть несколько капиллярных кривых, то нужно как-то их перенести в модель. Есть такая J-функция Леверетта, с помощью которой эти кривые можно нормализовать, осреднить и использовать дальше в расчёте. Что делается? Капиллярные кривые взвешиваются на $\sigma \cos \theta$ и на корень из отношения проницаемости и пористости.

$\sqrt{\frac{k}{\varphi}}$ характеризует извилистость поровых каналов. Коллекторы примерно с одним и тем же строением (с одной и той же извилистостью) будут иметь похожее поведение, поэтому взвешивание капиллярных кривых на эту величину позволяет нам кривые осреднить и отслеживать только их характеристику, связанную с описанием толщины каналов.

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

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 пласта или блока 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. Не с нефтью и водой, а, 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

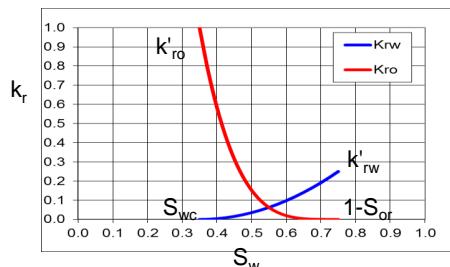
ОФП

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

|

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 (помимо капиллярного давления) приводит ещё к взаимному сопротивлению фильтрации нескольких флюидов.

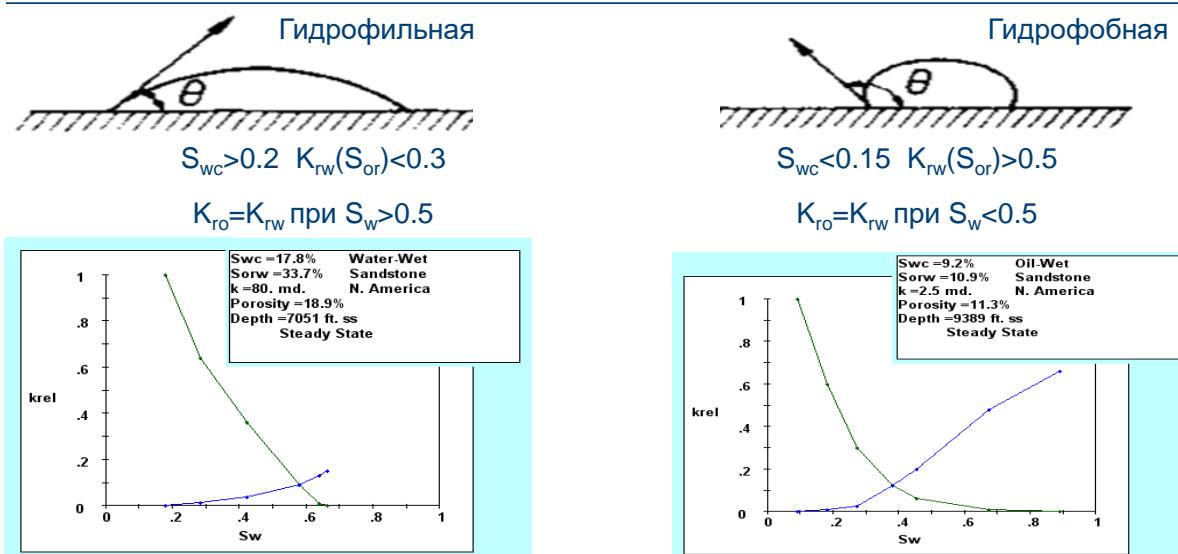
Пример: у нас через образец только нефть течёт со скоростью 10 см³/мин, а при пропускании через образец 50% нефти и 50% воды нефть течёт с гораздо меньшей скоростью 1.5 см³/мин. Это снижение проницаемости решили выражать некоторыми функциями, которые зависят от насыщенности, и эти функции называются относительными фазовыми проницаемостями.

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) по флюиду 1 в присутствии флюида 2 – это некий множитель (зависящий от насыщенности флюида 1) перед абсолютной проницаемостью, который позволяет найти эффективную проницаемость по флюиду 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 по воде будет составлять 5% от абсолютной проницаемости, а эффективная проницаемость по нефти будет составлять 15% от абсолютной проницаемости. Видим, что общий поток тоже снизится по сравнению с пропусканием только одного флюида через образец.

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.

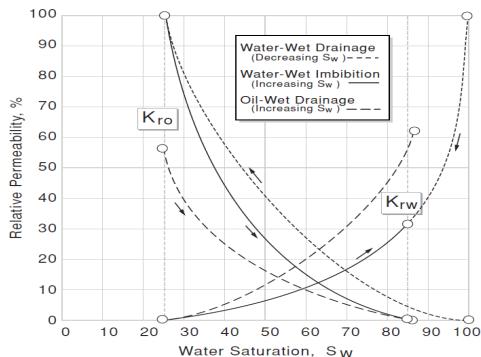
Для гидрофильной породы вода прилипает к стенкам поры. Следовательно, связанная водонасыщенность будет достаточно большой (как правило, больше 20%) и максимальная ОФП по воде будет иметь небольшое значение (как правило меньше 0.3). Кривая ОФП по воде прижата к оси абсцисс: точка пересечения кривых ОФП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

Иногда наблюдается гистерезис.

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

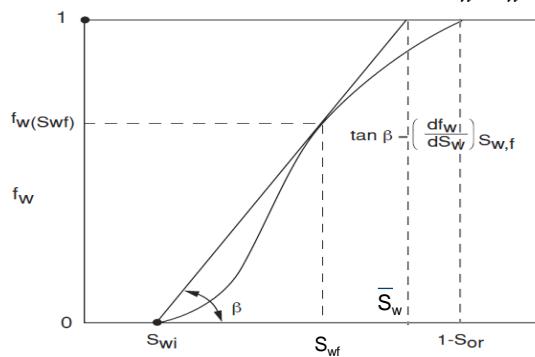
В рассматриваемом случае гистерезис наблюдается вследствие зависимости ОФП от направления фильтрации (вода вытесняет нефть или нефть воду).

2.42 ОФП. Функция Баклея-Леверетта. 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 завоинения

$$v_{S_w} = \frac{dx}{dt} \Big|_{S_w} = \frac{q_1}{A\phi} \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \Big|_{S_w}$$

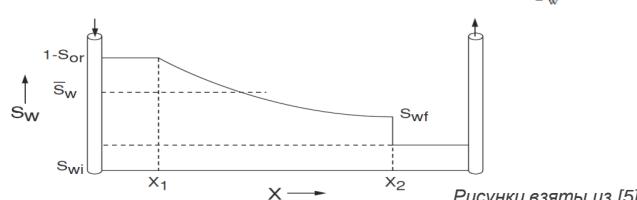


Рисунок взят из [5]

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

Для чего нужны ОФП?

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 заводнения и на величину скачка насыщенности.

$f_w(S_w)$ – функция фракционного потока.

На слайде представлена формула для фракционного потока. По сути это обводнённость, т.е. сколько воды мы добываем по отношению к сумме всей добытой жидкости.

Графический анализ (по Уэлджу): зная угол наклона касательной к кривой фракционного потока (графику зависимости $f_w(S_w)$; есть зависимость от насыщенности, так как в формулу фракционного потока входят ОФП, которые зависят от насыщенности), можем найти скорость продвижения фронта заводнения.

Насыщенность в точке касания (на графике) – это насыщенность на фронте вытеснения.

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

Скорость продвижения фронта завоdнения мы можем посчитать через производную, а производная этого фракционного потока – это фактически угол наклона, т.е. тангенс угла наклона касательной будет определять производную.

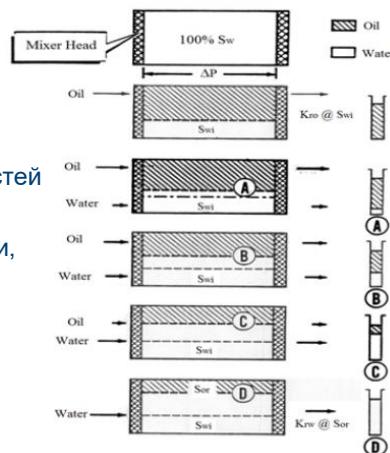
Таким образом, даже без построения модели, имея только ОФП и вязкости, можем многое рассказать о том, каким образом будет происходить вытеснение в пласте.

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.

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%

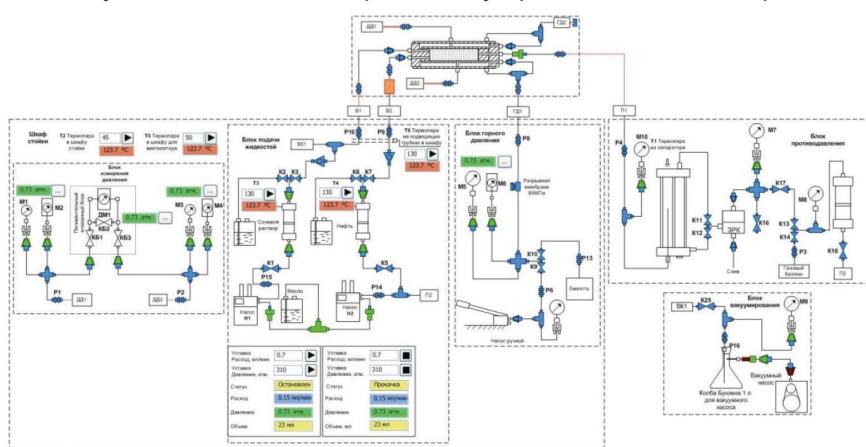


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 80

По стандартам все лабораторные исследования ОФП 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 (расчет по формуле Баклея-Леверетта), но это менее точно и не соответствует стандартам.

ОФП. Лабораторные исследования

Схема установки для измерения двухфазных ОФП на керне



По материалам компании Геологика [10]

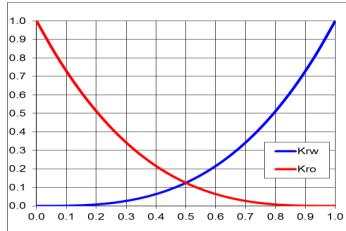
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 81

На слайде представлены схема и фотография установки.

2.43 ОФП. Корреляции Corey и LET

ОФП

Для аппроксимации результатов лаб.исследований используются корреляции Corey или LET



Корреляция Corey

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

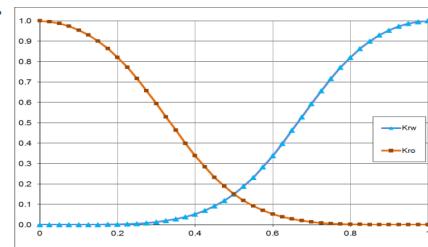
$$K_{rw}(S_w) = K_{rw}(S_{or}) \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{N_w}$$

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

После проведения лабораторных исследований ОФП их обычно аппроксимируют некоторыми функциями.

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

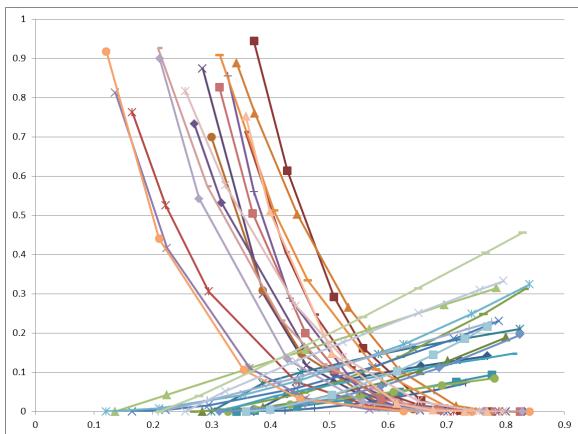
Наиболее популярные корреляции для построения кривых ОФП: корреляция Кори и корреляция LET. Фактически подбираются настроочные параметры корреляций с целью наилучшего согласования с лабораторными исследованиями.

Корреляция LET (появилась 15-20 лет; имеет 3 настроочных параметра) позволяет лучше описать лабораторные исследования, т.к. у неё 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 ост.насыщенностей и концевых точек от ФЕС
4. Рассчитать кубы ост.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

После нормализации ОФП будут отличаться только выпуклостью и их можно будет аппроксимировать, подобрав степень кривизны корреляций Кори или LET (найти среднюю кривую).

Но лучше, конечно, построить кривые фракционного потока и осреднять их.

Для остаточных насыщенностей и концевых точек ОФП необходимо найти корреляции со свойствами образца (с пористостью или проницаемостью).

Это необходимо, чтобы симулятор масштабировал кривые ОФП в каждой ячейке модели в зависимости от свойств этой ячейки.

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

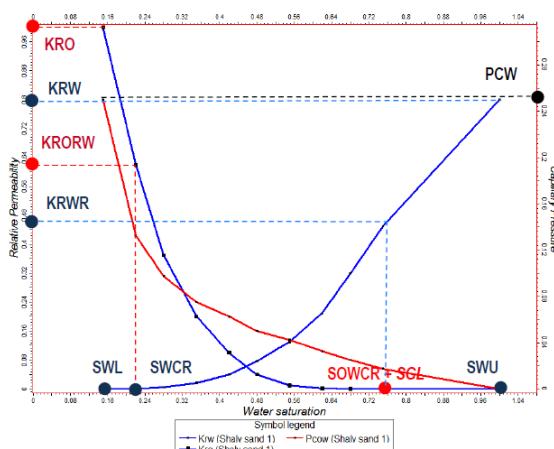
Таким образом, получается, что ОФП в каждой ячейке модели зависят от других ее свойств

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

Двухточечное и трёхточечное масштабирования отличаются по тому, используется ли критическая насыщенность по противоположной фазе для того, чтобы масштабировать кривые.

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

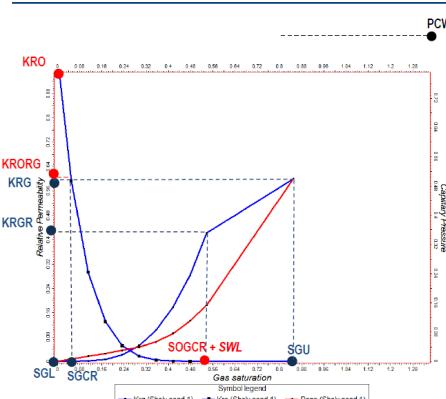
По материалам Schlumberger

SWOF	PCW
--	Pc
SWL	0.1325
SWCR	0.0975
0.28	0.075
0.35	0.0625
0.42	0.05
0.48	0.0425
0.55	0.0325
0.62	0.025
0.68	0.0175
0.75	0.015
1	0.0125
SWU	0
0.45	0.0125
0.8	0
KRWR	0
KRW	0
KRO	0.1325
KRORW	0.0975
Krw	0.075
Kro	0.0625
Poow	0.05
1-SOWCR-SGL	0.0425
SWL	0.0325
SWCR	0.025
SOWCR-SGL	0.0175
SWU	0.0125
KRWR	0
KRW	0
KRO	0.1325
KRORW	0.0975
Krw	0.075
Kro	0.0625
Poow	0.05

SWL – связанный водонасыщность
SWCR – критическая водонасыщность
SWU – максимальная водонасыщность
SOWCR – критическая нефть в переходной зоне нефть-вода

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

Концевые точки ОФП в системе нефть-газ



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

По материалам Schlumberger

SGOF	PCG
--	0
SGL	0.006604
SGCR	0.014536
0.05	0.021764
0.11111	0.030077
0.17222	0.038953
0.23333	0.053217
0.29444	0.077125
0.35556	0.1115
0.41667	0.1541
0.47778	0.22
0.53889	0
0.6	0
SGU	0
KRGR	0
KRG	0
KRO	0.006604
KRORG	0.014536
Krg	0.021764
Kro	0.030077
Poog	0.038953
1-SOGCR-SWL	0.053217
SGL	0.077125
SGCR	0.1115
SOGCR	0.1541
SGU	0.22

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

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

2.46 Масштабирование ОФП

Масштабирование ОФП

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

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

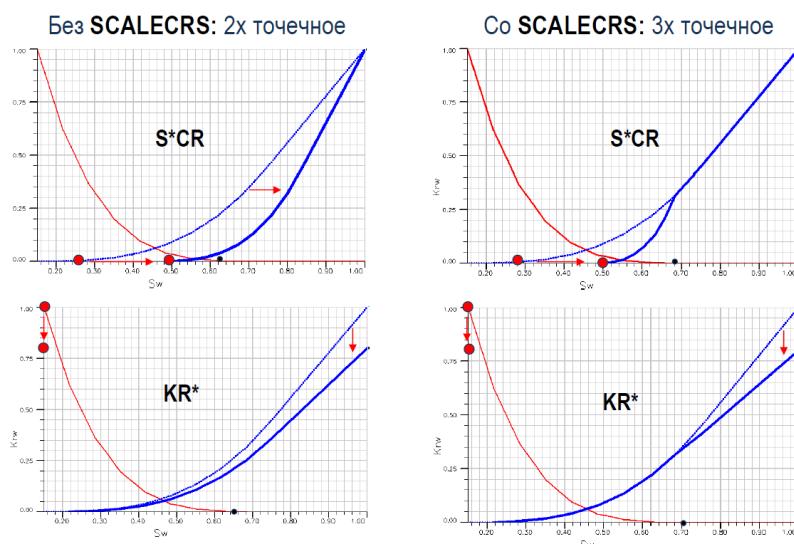
В водо-газовой модели

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

По материалам Schlumberger

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

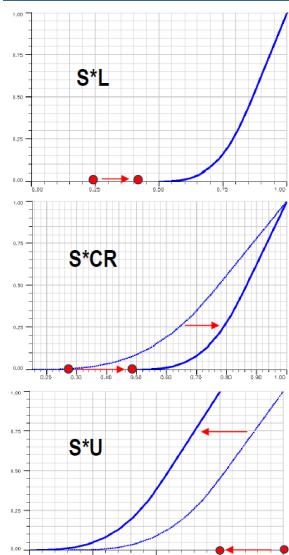
Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

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

Масштабирование ОФП



По материалам Schlumberger

Изменение S^*L или S^*U :

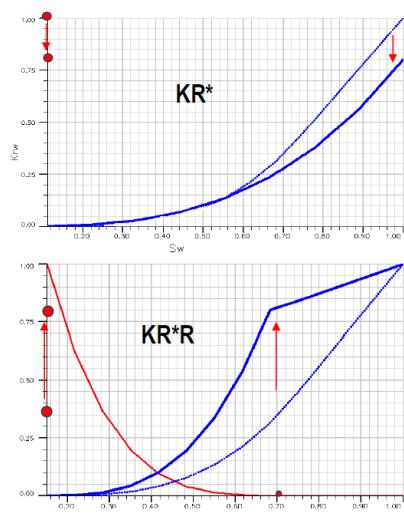
- Балансовые запасы
- Тип коллектора

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



По материалам Schlumberger

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

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

© 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]

$$K_{rw} = K_{rw}(table) \left(\frac{KRW(\text{grid block})}{K_{rw max}(table)} \right)$$

Двухточечное:

[EQ 58.6]

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

$SR = 1 - SOWCR-SGL$ in water/oil or gas/oil/water runs

$SR = 1 - SGCR$ in gas/water runs

Hence the two cases are:

Трехточечное:

1 $SWCR \leq SW \leq SR$

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

2 $SR \leq SW \leq SWU$

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

© 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. $SWAT-SWL \geq 0$
 3. Выше ВНК (там где появляется первая подвижная нефть) коэффициент вытеснения не может быть отрицательным, по определению ВНК $SOIL-SOWCR \geq 0$

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

Необходимо следить за согласованностью массивов в модели.

Согласованность массивов в модели

Т.к. $So + Sg + Sw = 1$, то

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

SCALECRS
NO /

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

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

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

■ **$SWU \geq (1-SOWCR-SGL)$**

SCALECRS
YES /

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

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

По материалам Schlumberger

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

Согласованность массивов в модели

Т.к. $S_o + S_g + S_w = 1$, то

- **SWL всегда \leq SWCR, и аналогично, SGL всегда \leq SGCR**

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

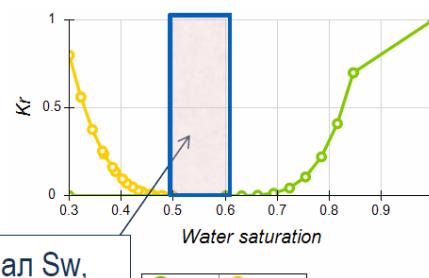
```
@-- ERROR AT TIME      0.0 DAYS ( 1-JAN-1998):
@   CONSISTENCY PROBLEM WITH WATER PHASE END
@   POINTS IN GRID CELL ( 5, 1, 2 )
@   CONNATE= 0.2000 CRIT= 0.1500 MAX= 1.0000
```

- **$SOWCR + SWCR < 1.0$**

- **$SOGCR + SGCR + SWL < 1.0$**

– В противном случае:

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



Интервал Sw ,
где обе фазы
неподвижны

По материалам Schlumberger

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

Ячейки, в которых обе фазы неподвижны, будут барьером, в котором жидкость не фильтруется.

2.48 Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг ОФП)

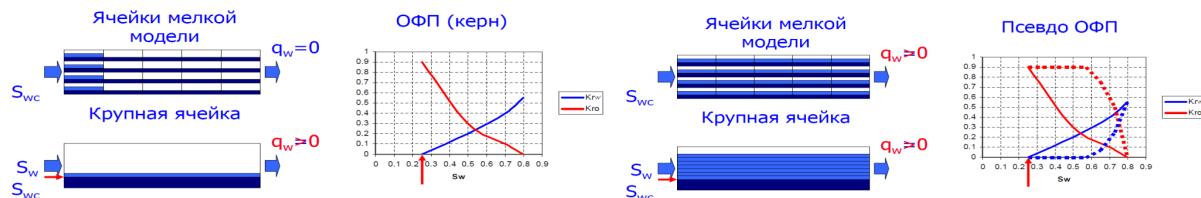
Ремасштабирование (2-х фазный апскелинг) ОФП

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

Динамические методы апскелинга ОФП:

- Методы на основе осреднения давления (наиболее известный метод Kyte & Berry)
- Методы на основе суммарной подвижности (наиболее известный метод Stone)

- ✓ Для ГДМ, адаптированных на историю обводнения скважин, эта процедура необязательна, т.к. ОФП в такой модели уже учитывают и историю обводнения и влияние размера ячеек
- ✓ Для новых активов без истории обводнения процедура 2-х фазного апскелинга ОФП настоятельно рекомендуется!



Рисунки взяты из [5]

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

Ещё 1 нюанс, который касается фазовых проницаемостей, – это ремасштабирование (2-х фазный апскелинг) ОФП. Мы говорили, что у нас есть численная ошибка, связанная с одной стороны с размером ячеек, а с другой стороны фазовые проницаемости измерены на керне (с размером порядка десятков сантиметров), ячейки имеют размер порядка сотни метров, соответственно, те фазовые проницаемости, которые намерены на керне скорее всего не описывают фильтрацию на крупных ячейках. Численную дисперсию тоже нужно исключить. В чём заключается проблема?

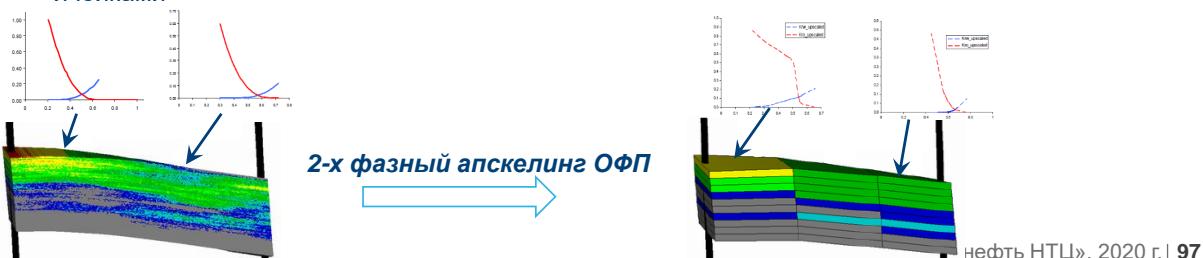
чается эта дисперсия? Возьмём большую ячейку, начнём качать в неё воду с одной стороны, в этот же момент (поскольку у нас в одной ячейке одно значение) с другой стороны ячейки поток воды будет ненулевой. Если же эту ячейку разобьём на маленькие ячейки, то, чтобы воде дойти до правого края исходной ячейки ей нужно сколько-то шагов (маленьких ячеек) пройти, соответственно фазовые проницаемости для них должны отличаться.

Т.е. по факту нужно преобразовать фазовые проницаемости так, чтобы фильтрация на крупных ячейках происходила также, как и на мелких ячейках, которые имеют размер, равный размеру керна.

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



Для этого можно взять участок модели с характерным распределением свойств между добывающей и нагнетательной скважинами, сделать там ячейки размером с керн, задать фазовые проницаемости с керна, распределить свойства, рассчитать динамику фильтрации на этой модели с мелкими ячейками (записать динамику обводнения, дебитов, давления по результатам расчётов), дальше укрупнить ячейки и, меняя только фазовые проницаемости (вручную или с помощью алгоритмов с предыдущего слайда), добиться того, чтобы фильтрация на модели с крупными ячейками происходила таким же образом, как на модели с мелкими ячейками, т.е. чтобы динамика обводнённости, дебитов, давления совпадала с той, которую мы получили на модели с мелкими ячейками. Тогда мы можем говорить, что вот эти фазовые проницаемости теперь у нас в себе включают не только то, что намерено на керне, но и ещё численную ошибку, и крупные ячейки теперь воспроизводят фильтрацию таким же образом, как она происходила на керне.

Эту процедуру делают не всегда. Почему? Потому что для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки (у которых уже есть история обводнения) в ходе настройки (адаптации) модели фазовые проницаемости всё равно меняются, и неосознанно инженер, который занимается настройкой модели, модифицирует фазовые проницаемости, и они уже так или иначе в себя уже включают эти эффекты численной дисперсии.

Т.е. отдельно эту процедуру ремасштабирования для brown field-ов (для месторождений, находящихся на поздней стадии) не делают.

Но для новых активов, где нет истории, такая процедура настоятельно рекомендуется, чтобы исключить влияние численных ошибок на те прогнозы, которые на модели будут считаться. Чтобы те профиля добычи, которые мы на модели считаем и на основе которых строим поверхностную инфраструктуру на месторождении, не были подвержены влиянию численной ошибки. Другими словами, если эту ошибку можно исключить, то её нужно исключить.

2.49 Типы флюидов

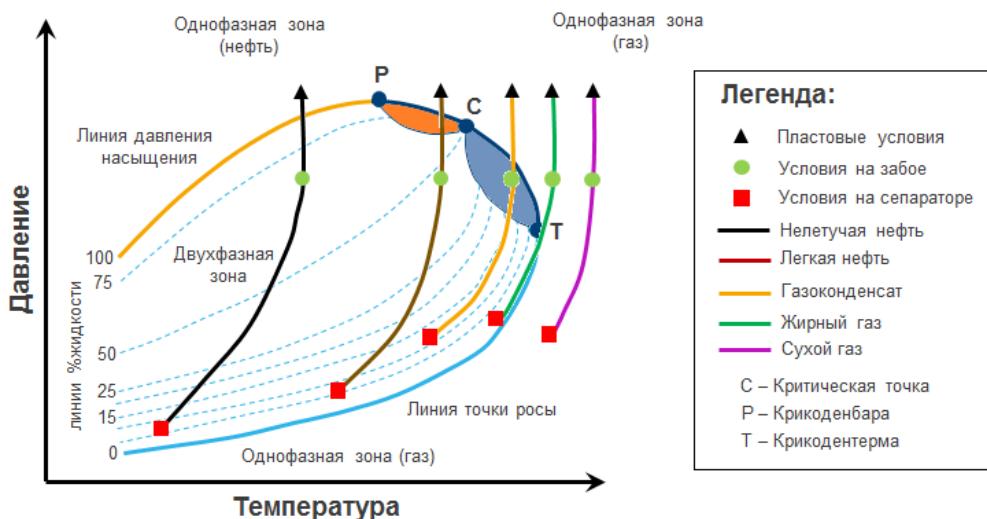
Типы флюидов

Параметр	Нефти				Газы		
	Тяже-лая	Обычная	Высокой сжимаемости	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, $\frac{V_0}{V}$, 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

Здесь представлена условная таблица (условное деление) на типы флюидов. Есть разные типы: газ, жирный газ, газоконденсат, лёгкая нефть, тяжёлая нефть и т.д.

Типы флюидов [12]



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

На слайде представлена фазовая диаграмма.

Сухой газ и в пласте находится в газообразном виде, и на забое, и по движению по стволу скважины он так и остаётся газом, и на сепараторе по-прежнему газом.

Если и в пласте, и на забое газ, а при движении по стволу начинает выпадать жидкую фазу, то это жирный газ.

Дальше жирность повышается — от молока к сметане :)

От жирного газа переходим к газоконденсату.

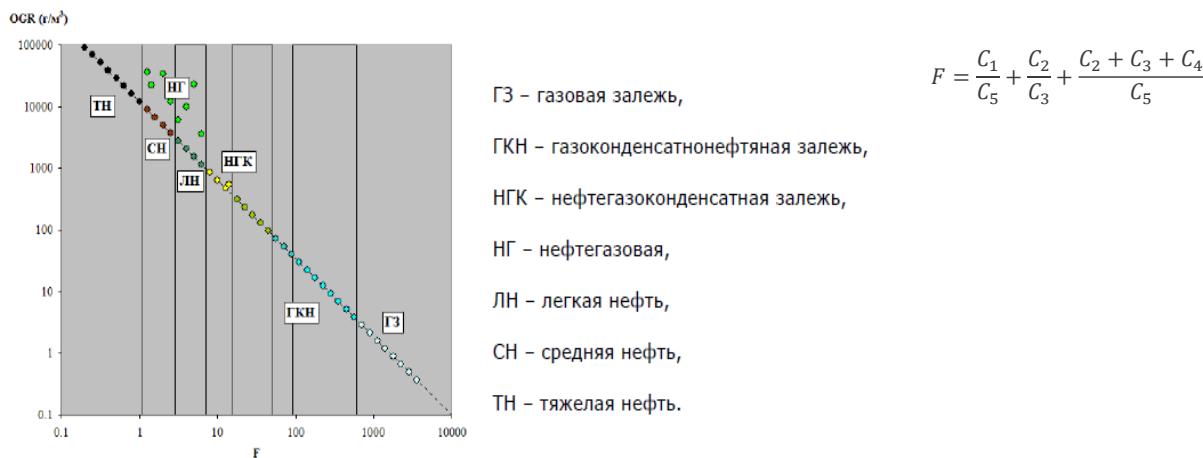
Газоконденсат — это такой флюид, который в пласте может находиться в газообразном состоянии, но при снижении давления вблизи скважины уже начинает происходить выделение жидкой фазы, начинает выпадать конденсат (и при движении по стволу скважины его всё больше и больше выделяется).

По мере смещения налево переходим за критическую точку. Соответственно, в пласте флюид находится в жидком состоянии, а по мере движения по скважине или вблизи забоя могут начинать выделяться газообразные составляющие.

Чем левее находится кривая на диаграмме, тем более тяжёлая нефть.

2.50 Определение типа залежи по составу УВ

Определение типа залежи по составу УВ флюида [12]



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

Если построим зависимость величины OGR, обратной к газосодержанию, от отношения лёгких компонент к тяжёлым, то внизу на графике будут находиться газовые и газоконденсатные залежи, а наверху – нефтяные.

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)
- $$B_g = \frac{V_{Rgas}}{V_{SCgas}} \left[\frac{Rm^3}{Sm^3} \right]$$
- $$B_o = \frac{V_{Roil}}{V_{SCoil}} \left[\frac{Rm^3}{Sm^3} \right]$$
- $$R_V = \frac{V_{Soil}}{V_{Sgas}} \left[\frac{Sm^3}{Sm^3} \right]$$
- $$R_S = \frac{V_{SCgas}}{V_{SCoil}} \left[\frac{Sm^3}{Sm^3} \right]$$
- $$c_o dP = - \frac{dB_o}{B_o} \longrightarrow B = B(P_b) \cdot e^{-c_o(P - P_b)}$$
- $$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{bar} \right]$$

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

В данном курсе мы будем рассматривать в основном модели Black Oil (нелетучей нефти). Композиционные модели рассматривать не будем.

Для модели нелетучей нефти задаются в основном свойства, представленные на слайде.

Давление насыщения нефти – давление, выше которого весь газ уже растворился, нефть остаётся недонасыщенной. При снижении давления ниже давления насыщения из нефти начинает выделяться газ.

Газосодержание характеризует количество газа, растворённого в нефти.

Объёмный коэффициент – это отношение объёмов флюида в пласте и на поверхности.

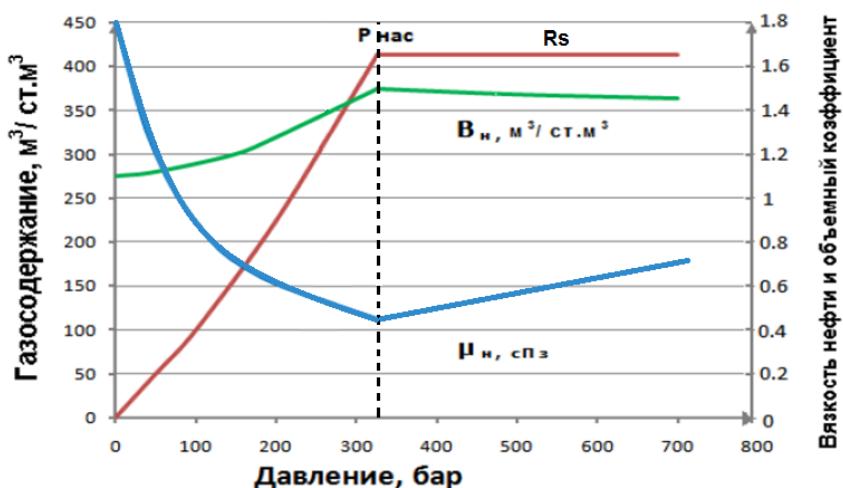
Вязкость показывает, как хорошо флюид течёт (какие у него силы внутреннего трения, которые мешают ему течь).

Сжимаемость флюида характеризует, насколько сильно изменяется его объём при воздействии на него давлением.

2.52 PVT-свойства нефти

PVT-свойства нефти [12]

Типичные кривые свойств нефти



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

При повышении давления выше $P_{\text{нас}}$ газ перестает растворяться в нефти – газосодержание постоянное. Объём 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

На слайде показаны типичные кривые свойств нефти.

Красная кривая (газосодержание нефти).

До давления насыщения при увеличении давления газосодержание растёт (газ растворяется и растворяется в нефти), при достижении давления насыщения весь газ растворился и дальше газосодержание остаётся постоянным.

Зелёная кривая (объёмный коэффициент нефти).

От точки давления насыщения: если мы увеличиваем давление, то газа у нас нет, у нас только происходит сжатие нефти и объём нефти уменьшается с увеличением давления, поэтому объёмный коэффициент тоже снижается.

От точки давления насыщения: если мы снижаем давление ниже давления насыщения, то кроме уменьшения давления (т.е. увеличения объёма нефти за счёт расширения) из нефти начинает выделяться газ и соответственно объём нефти уменьшается, т.е. несмотря на то, что она расши-

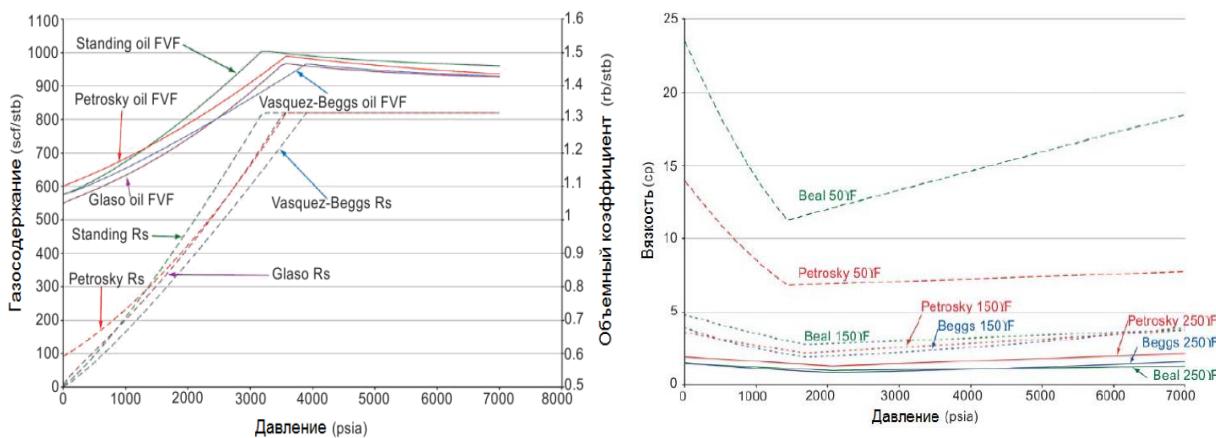
ряется из-за уменьшения давления, объёмный коэффициент начинает снижаться за счёт того, что газа много и он уходит из нефти.

Синяя кривая (вязкость нефти).

Для вязкости картина наоборот: до давления насыщения при увеличении давления газ растворяется и растворяется в нефти, что приводит к снижению вязкости. После достижения давления насыщения весь газ растворился в нефти и при дальнейшем увеличении давления происходит просто сжатие нефти, т.е. увеличение вязкости (т.к. вязкость – это мера внутреннего сопротивления одних слоёв жидкости относительно других слоёв при их движении, а это сопротивление очевидно растёт при увеличении давления).

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

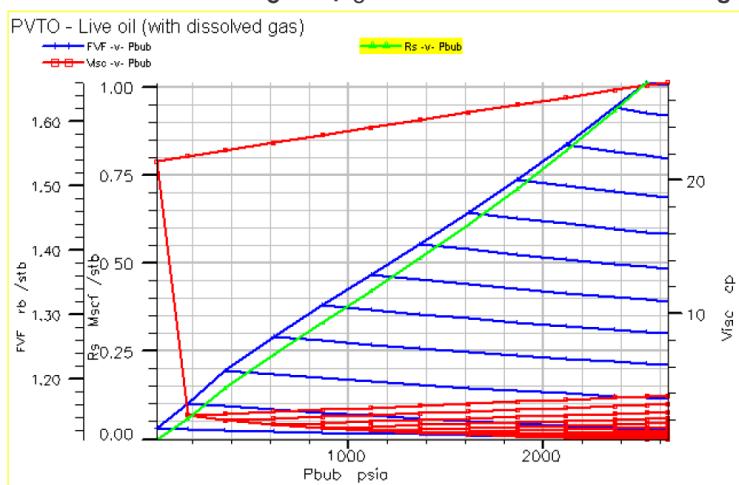
Здесь показаны разные корреляции, которые используются для того, чтобы рассчитать, как будут происходить изменения свойств нефти при изменении давления (используются если у нас нет полноценных лабораторных исследований).

Видим, насколько сильно корреляции разных авторов-исследователей отличаются, поэтому их тоже нужно правильно подобрать и, если есть возможность, то лучше провести лабораторные исследования и замерить не одну точку на графике, а несколько точек, на которые можно уже настроить полноценную PVT-модель.

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 P_{nac} 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 PVT_O описывает зависимости объемного к-та и вязкости от давления при различных значениях газосодержания

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

Здесь представлен набор графиков, которые описывают поведение «живой» нефти.

«Живой» называют нефть, у которой давление может снижаться ниже давления насыщения и соответственно при этом могут меняться её свойства.

Допустим, что снижаем давление, из нефти выделяется газ, поскольку газ более подвижный, чем нефть, он может утечь в другую часть пласта или утечь в какую-то скважину.

И дальше: если мы начнём увеличивать давление, то объёмный коэффициент не будет обратно расти (поскольку рядом больше нет газа), поэтому объёмный коэффициент будет изменяться уже по другой кривой.

Т.е. мы имеем набор кривых, которые описывают, как будут меняться свойства нефти в зависимости от газосодержания. Синим показаны зависимости для объёмных коэффициентов, красным – для вязкости.

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 скимаемостью (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

Как задаются разные модели с разными флюидами?

Если отсутствует свободный газ, то можно модель рассматривать, как модель мёртвой нефти (т.е. у нас есть только нефть и вода; и газосодержание задаётся постоянным с помощью ключевого слова RSCONST; для нефти задаётся таблица PVDO зависимости объёмного коэффициента и вязкости от давления при одном и том же газосодержании).

Если есть свободный сухой газ, то мы задаём фазу газа GAS, растворённый газ DISGAS. А для нефти задаём теперь несколько таблиц PVTO: как будут меняться свойства нефти в зависимости от разного газосодержания. Для газа тоже задаём таблицу PVDG, как будет меняться объёмный коэффициент и вязкость газа от давления.

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

Если у нас жирный газ, то ещё добавляется фаза испарённой нефти VAPOIL, т.е. часть нефти испаряется и содержиться в газообразном состоянии. Тогда нам нужно описывать не только нефть набором таблиц, но и газ тоже описывать набором таблиц (для газа при разном содержании испарённой нефти свойства газа тоже будут разными).

Т.е. это такие вот упрощённые способы, как описать изменение свойств нефти и газа в зависимости от давления и от разного содержания флюидов.

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 порового пространства

Пористость

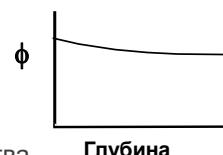
Осадочная порода на поверхности
Высокая пористость



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

Необходимо ещё задать сжимаемость порового пространства.

V_{pv} – поровый объём.

Если прямых исследований сжимаемости порового пространства нет, то можно её рассчитать через геомеханические упругие коэффициенты.

Т.е. сжимаемость породы равна сжимаемости порового пространства, умноженной на пористость, плюс сжимаемость скелета породы на (единицу минус пористость). С другой стороны, она может выражаться через модуль Юнга и коэффициент Пуассона по формуле, представленной на слайде. Т.е. если прямых исследований сжимаемости нет, то мы можем взять модуль Юнга и коэффициент Пуассона, рассчитать сжимаемость породы и через неё рассчитать сжимаемость порового пространства. Поскольку сжимаемость скелета породы на порядки меньше, чем сжимаемость порового пространства, то слагаемым $c_{cage} (1 - \phi)$ можно пренебречь. Тогда сжимаемость породы, разделённая на пористость, и есть сжимаемость пористого пространства.

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

Здесь приведены типичные значения для сжимаемости флюидов и породы по различным источникам. Видим, что газ имеет огромную сжимаемость, вода имеет маленькую сжимаемость, а у нефти сжимаемость чуть больше сжимаемости воды.

У породы тоже в достаточно широком диапазоне может меняться сжимаемость.

В некоторых учебниках даются ещё более широкие диапазоны: смотри примечание со звёздочкой на слайде. Также есть редкие примеры коллекторов с очень высокой сжимаемостью порового пространства.

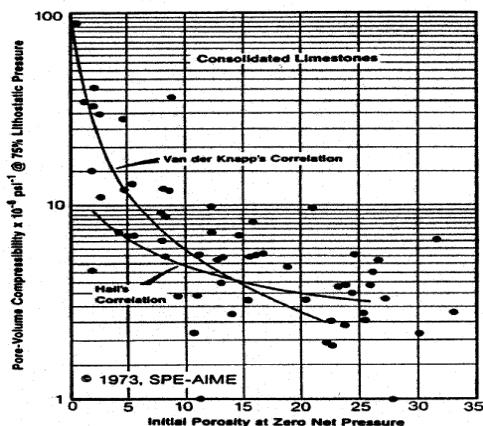
Часто забывают учить такую высокую сжимаемость, и это приводит к ощутимому смещению земной поверхности при чрезмерном извлечении флюида из таких пород. А если поверхность находится под водой, то платформа в итоге может затонуть и может возникнуть утечка.

Яркий пример того, что такая вроде бы несущественная величина, как сжимаемость порового пространства, может оказывать существенное влияние на макропоказатели.

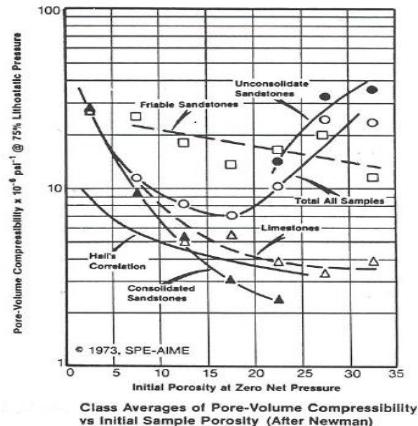
2.57 Сжимаемость порового пространства. Корреляции

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

Здесь показаны корреляции для сжимаемости порового пространства. Если уж совсем никаких исследований нет (непосредственно сжимаемости или модуля Юнга и коэффициента Пуассона), то можно воспользоваться этими корреляциями. Видно здесь, что у них достаточно широкий разброс, очень грубые приближения для расчёта сжимаемости в зависимости от пористости.

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 > γ_o > 0,85)

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

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_Anizotropy.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:

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

Задача:

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

© 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

Один из способов анализа разработки месторождения – это материальный баланс.

По факту представляем в виде бочки, в которую что-то втекает, что-то вытекает, то что осталось в бочке либо расширяется, либо сжимается в зависимости от того, как изменилось давление.

Дополнительно может выделяться газ и так далее.

На слайде записана формула в общем виде: то, что относится к газу, к нефти, к воде. С одной стороны то, что было, что расширилось, закачалось.

Матбаланс

Входные данные:

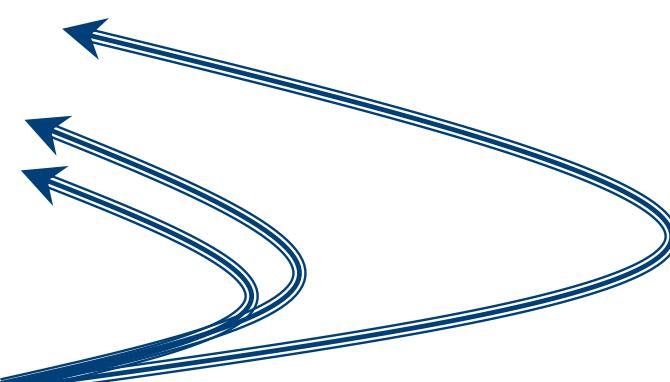
- Начальное пластовое давление
- PVT-свойства
- Точная история отбора и закачки
- ФЕС коллектора и аквифера
- Объем начальных запасов

Расчет

- Динамика пластового давления

Настройка на замеры Рпл

- Вариация наиболее неопределенных параметров



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

Обычно есть либо в Экселе какие-то готовые формулы, через которые считается матбаланс, либо специальные программы (MBAL и ещё какие-то).

На вход подаются начальное пластовое давление, PVT-свойства, точная история отбора и за-

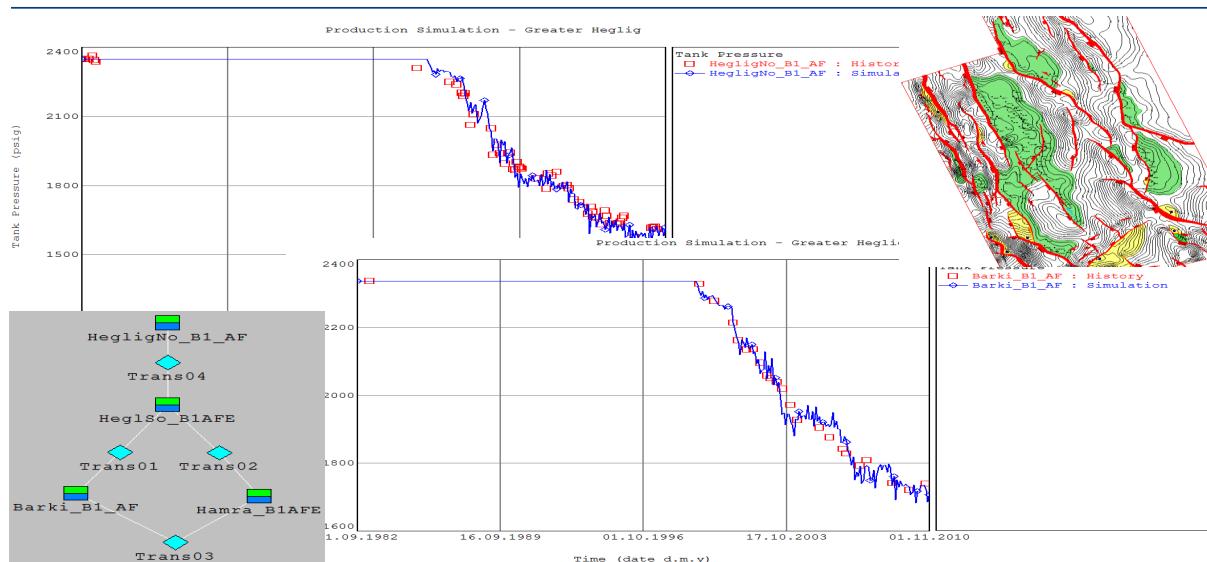
качки, свойства коллектора и аквифера, объём начальных запасов.

И на основе этих данных рассчитывается динамика пластового давления, которая затем сопоставляется с фактическими замерами: если расчёт не совпал с фактом, то значит где-то исходные данные неточные. В пределах имеющихся неопределённостей исходных данных можем их поварыировать и таким образом добиться совпадения расчётной динамики пластового давления и фактической.

За счёт такой вариации можно проанализировать, насколько неопределённые входные параметры, т.е., например, начальные запасы, свойства пласта или аквифера. И таким образом как бы осуществить анализ на основе матбаланса.

3.3 Матбаланс. Пример использования

Матбаланс. Пример использования



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

Здесь приведён пример использования матбаланса.

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.

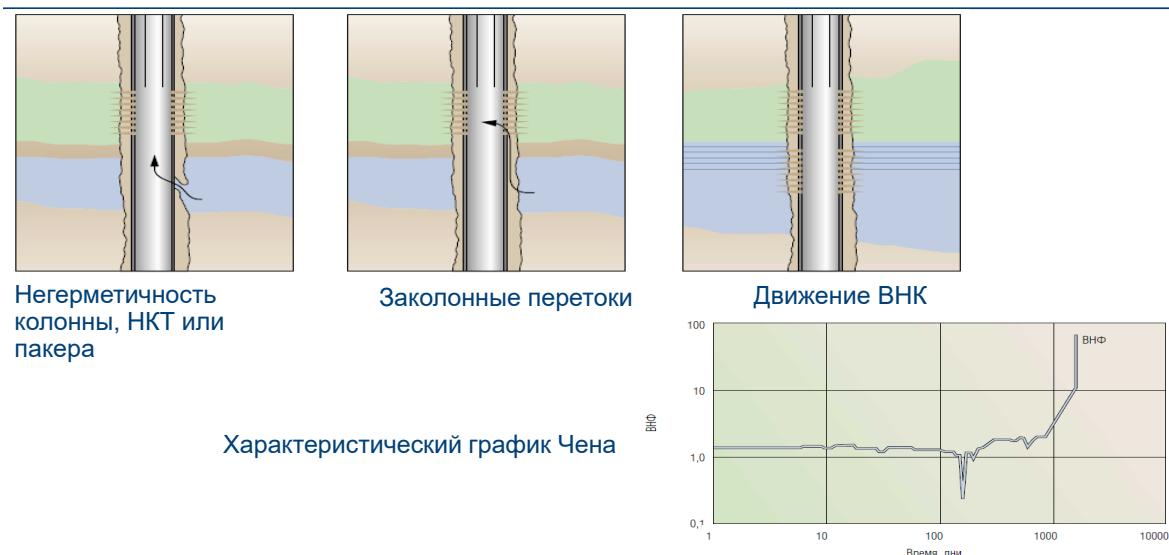
Оказалось, что наилучшую настройку показали модели, в которых часть из этих залежей не

связаны. Другими словами, в результате настройки модели матбаланса оказалось, что какие-то связанные оказались нулевыми или близкими к нулю.

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

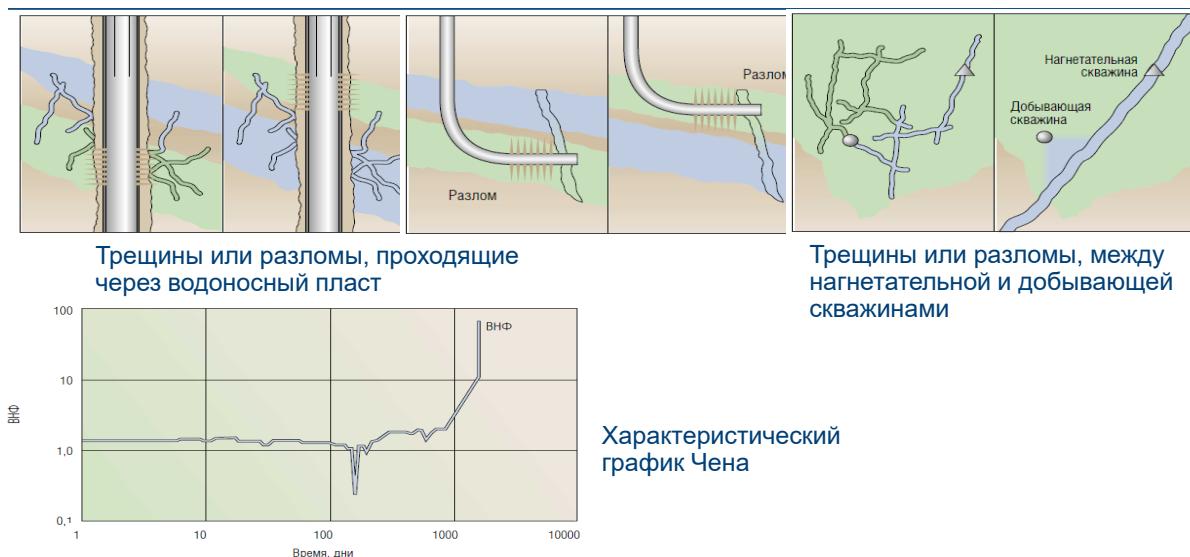
Следующее, что можно использовать для анализа работы скважин, – это анализ источников обводнения. Есть такие характеристические графики Чена.

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

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

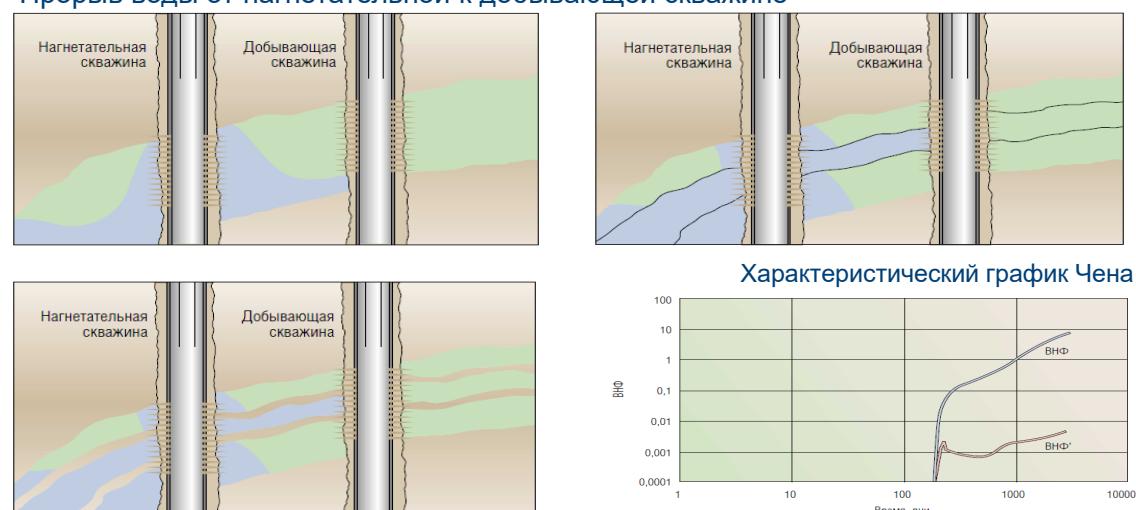
На слайдах показаны характеристические графики Чена для разных источников обводнения.

Анализ источников обводнения [8]



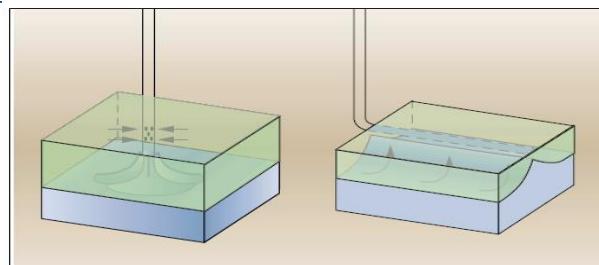
Анализ источников обводнения [8]

Прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине

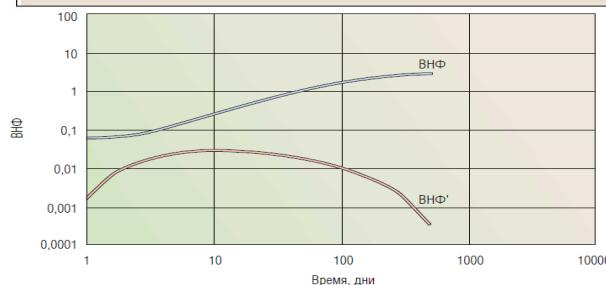


Если вода попала в добывающую скважину от нагнетательной по пропласткам (постепенно какие-то пропластки обводнялись, и вода по ним попадала в добывающую скважину), то график Чена будет выглядит следующим образом: сначала на графике наблюдается резкий рост ВНФ и потом значительное замедление и рост более плавный. Производная ВНФ тоже будет выглядеть как рост и затем стабильная кривая с небольшим ростом.

Анализ источников обводнения [8]



Конусообразование



Характеристический график Чена

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

Если источником обводнения служит конус воды, то на графике Чена это будет выглядеть как достаточно плавный рост водонефтяного фактора, а производная будет сначала расти и потом снижаться.

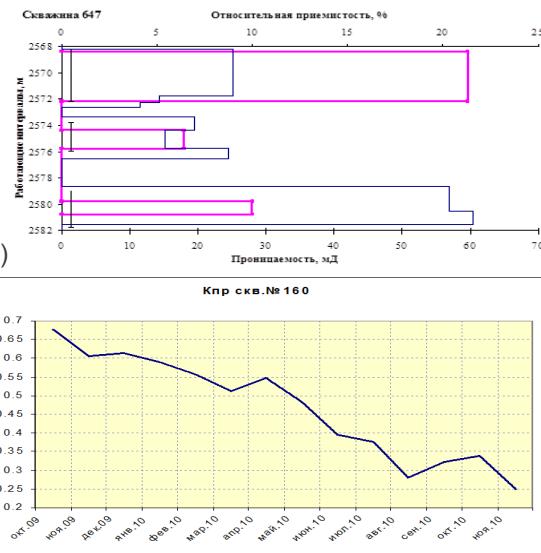
К сожалению, не всегда удаётся увидеть эти закономерности на фактических данных (т.к. фактические данные часто бывают зашумлены, есть погрешности измерений, человеческий фактор и т.д.). Но иногда это срабатывает, и графики Чена дают действительно полезную информацию об источнике обводнения.

3.5 Оценка загрязнения призабойной зоны

Оценка загрязнения призабойной зоны

Источники данных:

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



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

Полезно также оценивать загрязнение призабойной зоны. Для этого посмотреть на динамику работы скважин: если наблюдается снижение дебитов, коэффициента продуктивности, но при этом на скважине стабильная обводнённость и пластовое давление, то скорее всего это связано с загрязнением призабойной зоны.

Можно ещё посмотреть на проведённые ГТМ, ремонты скважины. Если проводили какие-то обработки призабойной зоны, ГРП и после этого дебит вырос, то можно говорить, что это загрязнение (скин) можно занулить или сделать отрицательным. Если же скважина подвергалась ремонту, тогда её точно глущили, чтобы не допустить нефтегазоводопроявления на устье, и это могло вызвать колыматацию призабойной зоны. Т.е. если после ремонта видим снижение производительности, снижение дебитов, то это может говорить нам о колыматации; в модели это будет воспроизводиться с помощью скин-фактора (его придётся подбирать, чтобы настроить добычу и коэффициент производительности).

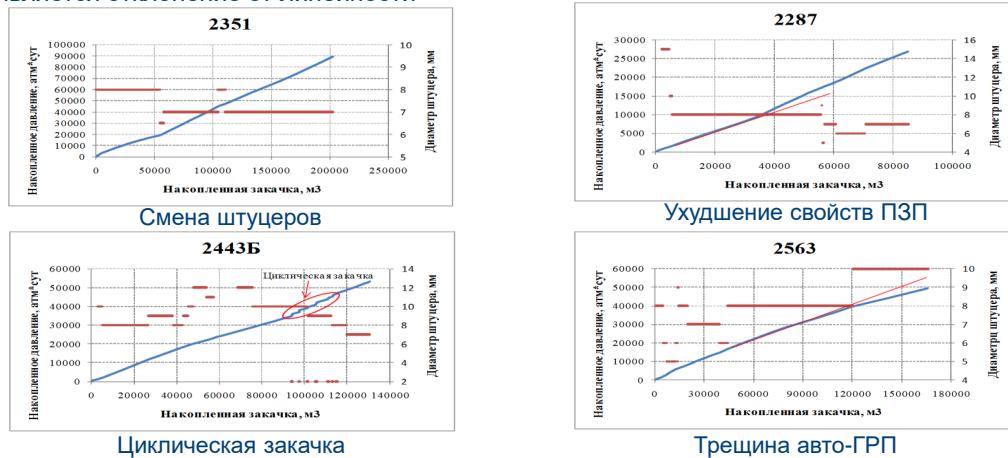
Также можно посмотреть по исследованиям скважин из какого интервала сколько жидкости притекает, какой интервал принимает нагнетательную скважину.

Ещё косвенным признаком служит сопоставление профиля притока (или профиля приёмистости) с профилем проницаемости. Если профиль приёмистости не совпадает с профилем проницаемости, то скорее всего высокопроницаемые пропластки загрязнились и поэтому стали меньше принимать: в итоге, принимают воду больше те пропластки, которые казалось бы должны принимать её меньше. Такой вот косвенный признак того, что какие-то из пропластков загрязнились и соответственно в модели это тоже можно воспроизвести, чтобы корректно моделировать приток по пропласткам.

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



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

На нагнетательных скважинах можно оценить наличие ухудшения призабойной зоны или наоборот трещины авто-ГРП по графику Холла. В идеале все точки должны лежать на диагональной кривой и, если они отклоняются вверх или вниз, то это служит диагностическим критерием для определения того, что со скважиной что-то произошло (что-то пошло не так).

Если график отклоняется вверх от диагональной прямой (т.е. для закачки такого же объема воды требуется большее давление), то это говорит нам об ухудшении свойств призабойной зоны, т.е. скважины закольматировалась и поэтому стала хуже принимать.

Если график отклоняется вниз от диагональной прямой (т.е. для закачки такого же объема воды требуется меньшее давление), то это говорит нам о трещине авто-ГРП (об улучшении 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

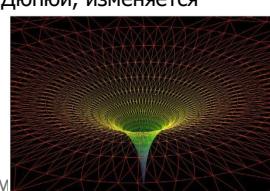
$$q_{oi} = \frac{2\pi k_{ro,i} k_{abs,i} \Delta Z_i NTG_i (\textcolor{red}{P}_{o,i} - P_{wf})}{\mu_{o,i} B_{o,i} [\ln(\textcolor{red}{r}_p/r_w) + S_{model}]}$$

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

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

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

© ООО «Газпром



Формула для расчёта притока к скважине в модели немного отличается от стандартной формулы расчёта радиального притока. Отличается в плане того, что в обычной формуле мы берём радиус контура питания и давление на этом контуре питания, а в модели мы рассчитываем при-

ток в скважину из той ячейки (или из тех ячеек), которые скважина вскрывает. И соответственно вместо радиуса контура питания берётся такой радиус от скважины, на котором давление равно среднему давлению в ячейке. Также в этой формуле будет немого отличаться скин-фактор. В итоге, эти 3 параметра (радиус контура питания, давление на контуре питания, скин-фактор) отличаются, но так, чтобы дебит, который рассчитан по формуле компьютерной модели, совпадал с дебитом, рассчитанным по формуле радиального притока.

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

$$k_x = k_y$$

$$\Delta x = \Delta y$$

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

$$r_p = 0.198 \Delta x$$

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

На слайде представлены формулы для радиуса Писмана.

Обычно у нас пласт изотропный, проницаемости по x и по y одинаковы, размеры ячеек тоже примерно одинаковы, поэтому можно считать, что радиус Писмана $r_p \approx 0.2\Delta x$, т.е. для 100-метровой ячейки на 20 метрах от скважины давление будет равно среднему давлению в ячейке.

3.9 Способы инициализации модели в симуляторах

Способы инициализации модели в симуляторах

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

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

Фактически при инициализации модели задаём начальные условия.

Есть 2 способа инициализации: равновесный и неравновесный. У равновесного есть ещё 1 подспособ, а именно равновесный с соблюдением начальной насыщенности.

3.9.1 Неравновесный

Способы инициализации модели в симуляторах

Неравновесный

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

массив **PRESSURE**

+

массив **SWAT**

либо

массив **SWAT**

+

PRVD

PRVD (давление в нефт фазе)
2133.6 159.3

2438.4 182.1

2743.2 206.2

3048.0 233.8 /

ПОСЛЕ ИНИЦИАЛИЗАЦИИ МОГУТ НАЧАТЬСЯ ПЕРЕТОКИ!

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

В неравновесном способе задаются значения давления и насыщенности на начальный момент времени во всех ячейках. Из названия ясно, что 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, поэтому для инициализации обычно используется равновесный способ.

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 расчёта запасов (на сколько частей разбивается ячейка на контакте по формуле $2 N +1$ для $N<0$ и N , если $N>0$)

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

В равновесном способе инициализации задаётся ключевое слово EQUIL, в котором указываются опорная (отсчётная) глубина, пластовое давление на этой глубине, глубина ВНК, капиллярное давление на ВНК (если равно нулю, то это зеркало свободной воды FWL), глубина ГНК, капиллярное давление на ГНК, дальше 2 настроек параметра по умолчанию (см. мануал) и параметр, определяющий точность расчёта запасов (если ячейка большая, то может оказаться так, что уровень ВНК может идти где-то между нижней границей ячейки и её центром; в этом случае центр находится выше ВНК, поэтому вся ячейка по умолчанию будет иметь ненулевую нефтенасыщенность (даже часть, находящаяся ниже ВНК), что будет немножко завышать запасы – если есть необходимость точно воспроизвести запасы, то можно изменить последний параметр – для этого он и нужен).

В примере на слайде задано 3 строки: показано, что есть 3 региона, в которых разные уровни зеркала свободной воды. Это может быть 3 пласта или 3 блока месторождения, которые не сообщаются между собой. Для каждого мы соответственно задаём свои условия равновесия, свои условия инициализации.

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

Как происходит инициализация модели в случае равновесного способа?

Сначала вычисляется давление в нефтяной фазе (по формуле $\rho_o gh$) вверх и вниз от точки отсчёта (т.е. от уровня, равного значению первого параметра EQUIL).

Таким образом, получаем давление на заданном контакте.

Давление в водяной фазе на контакте получается отниманием капиллярного давления, заданного на контакте.

После этого вычисляем давление в водяной фазе (по формуле $\rho_w gh$) вверх и вниз от точки контакта.

Таким образом, в каждой ячейке есть давление в нефтяной фазе и давление в водяной фазе, а разница между этими давлениями – это фактически капиллярное давление.

Дальше симулятор идёт в ключевое слово **SWOF**. В этом ключевом слове заданы зависимости фазовых проницаемостей и капиллярного давления от насыщенности. И симулятор таким образом находит для соответствующего значения капиллярного давления насыщенность и эту насыщенность задаёт в ячейках.

Т.е. в ячейках у симулятора рассчитаны давления в водяной и нефтяной фазах, их разница это капиллярные давления, а этим капиллярным давлениям можно сопоставить насыщенности (из таблицы), что и происходит.

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**



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

А что происходит, если у нас кроме ключевого слова EQUIL задаётся ещё куб начальной водонасыщенности (например, мы делаем проектно-технологическую документацию ПТД и нам строго нужно соблюдать запасы, которые есть в геологической модели)?

Геолог передаёт нам куб водонасыщенности, и мы его подключаем в модель с помощью SWATINIT. При таком способе инициализации у симулятора получается две насыщенности: которую он сам рассчитал через условие равновесия и которая у него есть в кубе SWATINIT. Что делать, если они не совпали? Симулятор говорит, что он будет стараться настроить насыщенность так, чтобы она совпала с тем, что задано в кубе SWATINIT. Для этого он будет масштабировать кривую капиллярного давления (т.е. просто растягивать или сжимать её по вертикали) таким образом, чтобы насыщенность в данной ячейке совпала с той, которая задана в ключевом слове SWATINIT.

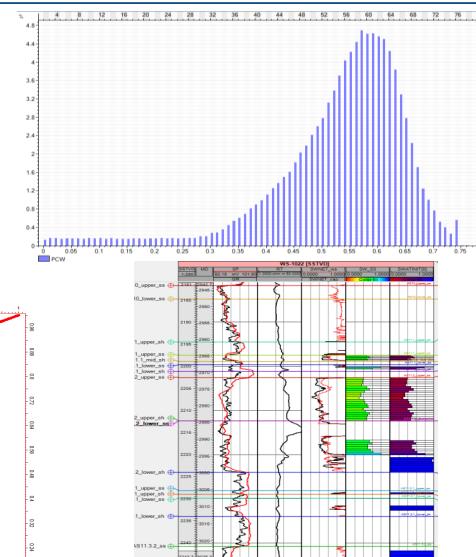
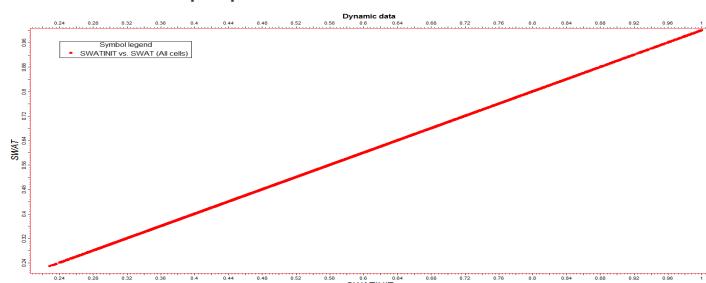
Если насыщенность геологом рассчитана некорректно (т.е. неравновесно), то это может привести к тому, что масштабирования приведут к тому, что капиллярное давление будет слишком большим или слишком маленьким (и это один из критериев для проверки корректности инициализации, т.е. можно оценить диапазоны изменения куба капиллярного давления после инициализации и сравнить его с тем, что мы получали по исследованиям на керне).

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

Как убедиться в корректности инициализации?

1. Можно сравнить насыщенность на начальный (нулевой) 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 на долгий период 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

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

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

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

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

Итак, начальные условия мы задали. Теперь переходим к граничным условиям.

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

Есть точное решение Hurst van Everdingen, которое описывает приток из аквифера конечных размеров (формула представлена на слайде).

Но в модели такое точное решение не задать, поэтому была разработана модель притока из аквифера.

Аналитический аквифер

Модель Carter-Tracy (AQUCT)

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

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

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

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

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

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

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

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

- 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

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

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

Формулы представлены на слайде. Фактически задаются параметры, которые описывают аквифер: мощность (толщина), пористость, сжимаемость, радиус и так называемый угол влияния. В данной модели пласт представляется кругом или частью круга, а аквифер присоединяется к краям залежи. И соответственно угол θ , который говорит, какой частью круга является пласт, в формулу и входит.

Эта модель описывает переход из неустановившегося в псевдо-установившийся режим течения.

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

Аналитический аквифер

Модель Fetkovich ([AQUFET](#))

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

q_w – дебит воды

J – продуктивность аквифера

\bar{p}_a - среднее давление аквифера

p – среднее давление нефтеносного горизонта

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

Недостаток:

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

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

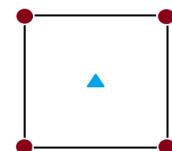
Для высокопроницаемых или маленьких залежей есть более простая модель Fetkovich-а, которая моделирует приток из аквифера просто в виде произведения продуктивности аквифера и разницы давлений в аквифере и нефтеносном пласте.

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

3.12 Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели

Упражнение 2. Создание синтетической ВОХ-модели

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



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

3.13 Упражнение 3. Инициализация ГДМ

Упражнение 3. Инициализация ГДМ

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

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

3.14 Задание истории работы скважин

Задание истории работы скважин

WELSPECS определяет новую скважину

COMPDAT определяет местоположения и параметры перфорации скважины

WCONHIST определяет фактические дебиты и давления при воспроизведении истории

WCONINJH определяет фактические приемистости и давления при воспроизведении истории

WEOPEN используется для открытия и закрытия скважин / перфораций

WEFAC определяет коэффициент эксплуатации скважины

WELPI, WPIMULT изменяет коэффициент продуктивности

DATES определяет дату отчетного шага, до которой будет идти расчет

TSTEP определяет длину следующего временного шага

END знаменует окончание расчета

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

Здесь перечислены ключевые слова для задания истории работы скважин.

Всё, что написано после ключевого слова END, симулятор не читает.

3.15 Упражнение 4. Подготовка SCHEDULE-секции

Упражнение 4. Подготовка Schedule-секции

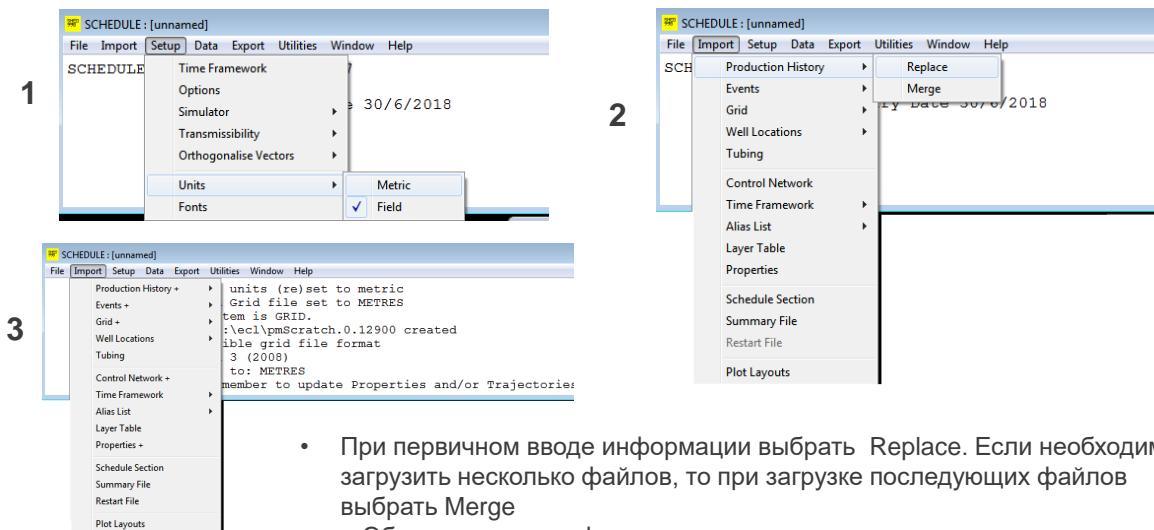
- Собрать секцию SCHEDULE на основе подготовленных данных по траекториям скважин, перфорациям, замерам давления, добыче, распределении скважин по группам и модели из Упражнения 3

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

Далее показано, как формируется секция SCHEDULE с описанием работы скважин.

3.16 Алгоритм работы в ПО SCHEDULE

Алгоритм работы в ПО Schedule

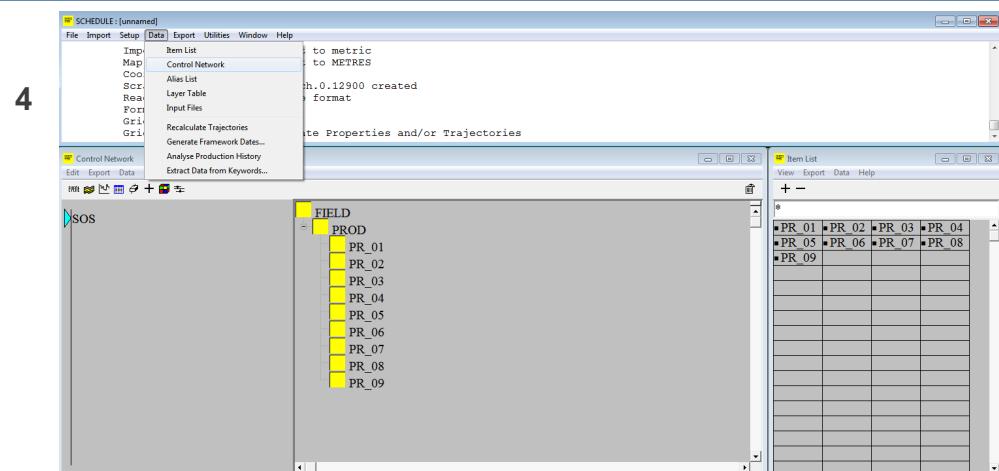


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 140

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

Информация на слайдах будет полезна, если вдруг появится необходимость работы с ПО SCHEDULE (можно по слайдам пройтись и посмотреть, какие кнопки нужно нажимать).

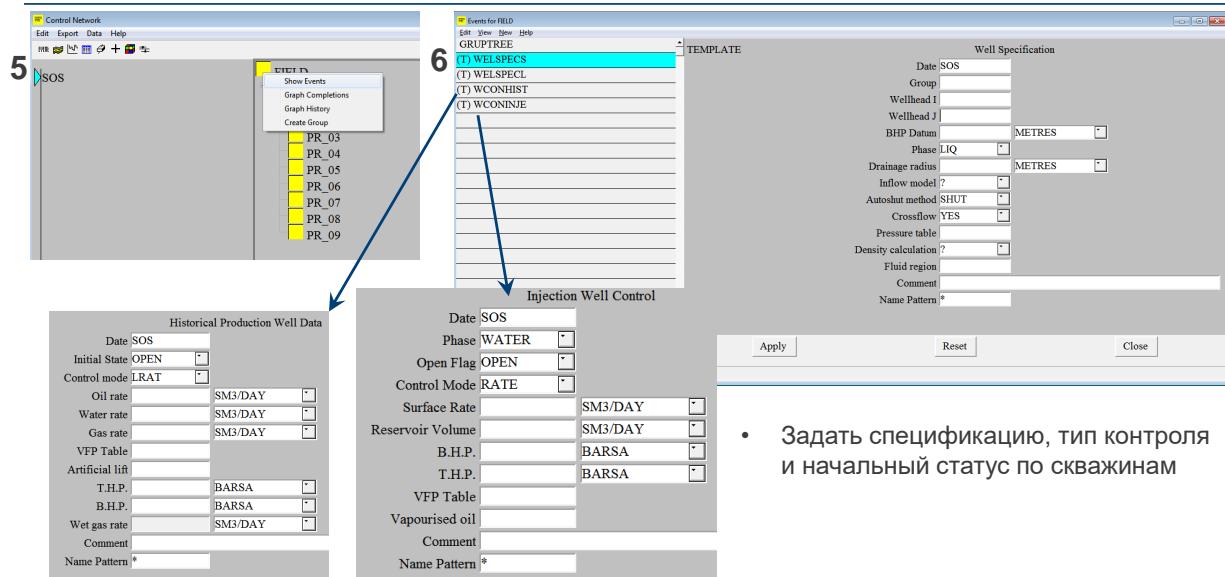
Алгоритм работы в ПО Schedule



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

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

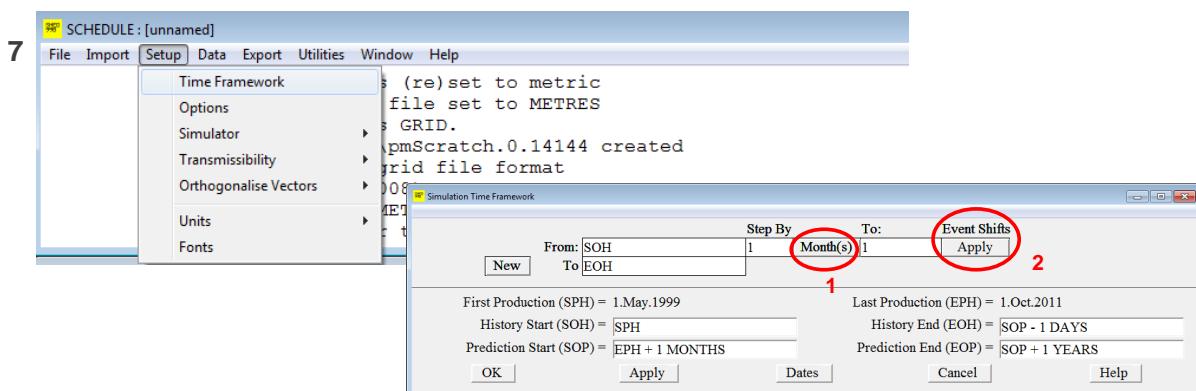
Алгоритм работы в ПО Schedule



- Задать спецификацию, тип контроля и начальный статус по скважинам

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

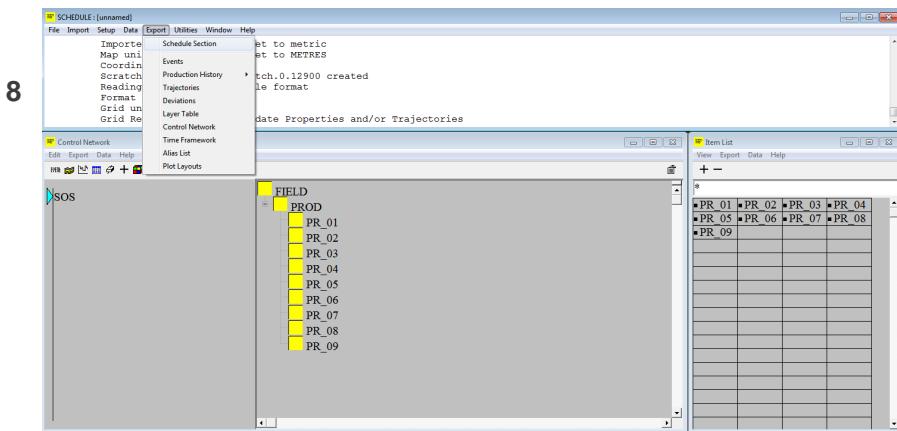
Алгоритм работы в ПО Schedule



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

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

Алгоритм работы в ПО Schedule

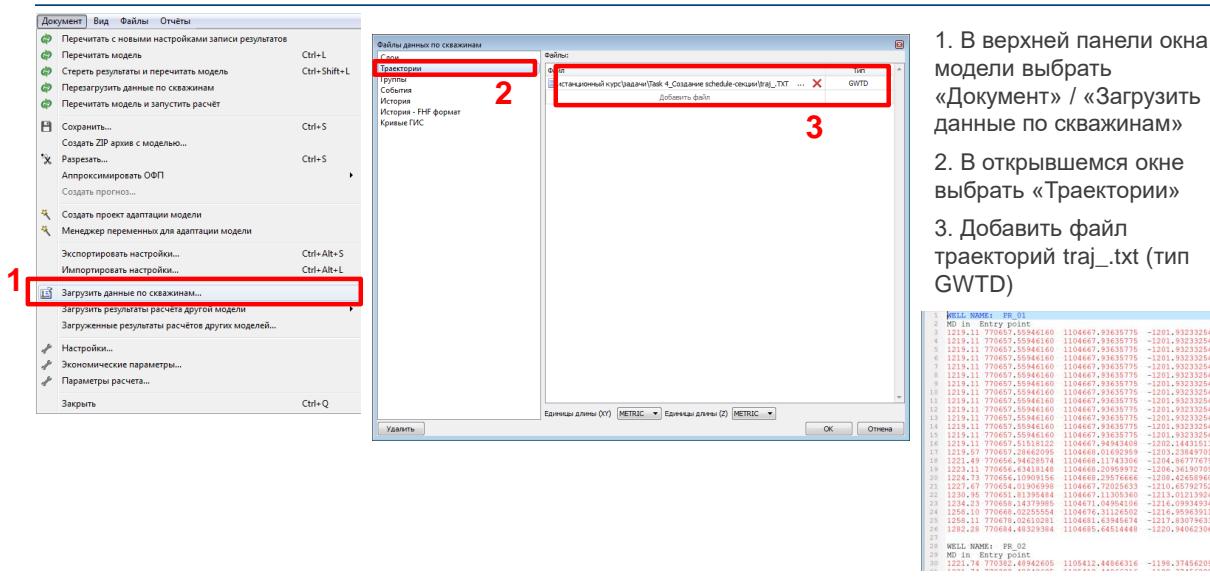


- Выгрузить Schedule-секцию для data-файла в формате Eclipse

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

3.17 Загрузка истории эксплуатации в т-Навигаторе

Загрузка истории эксплуатации

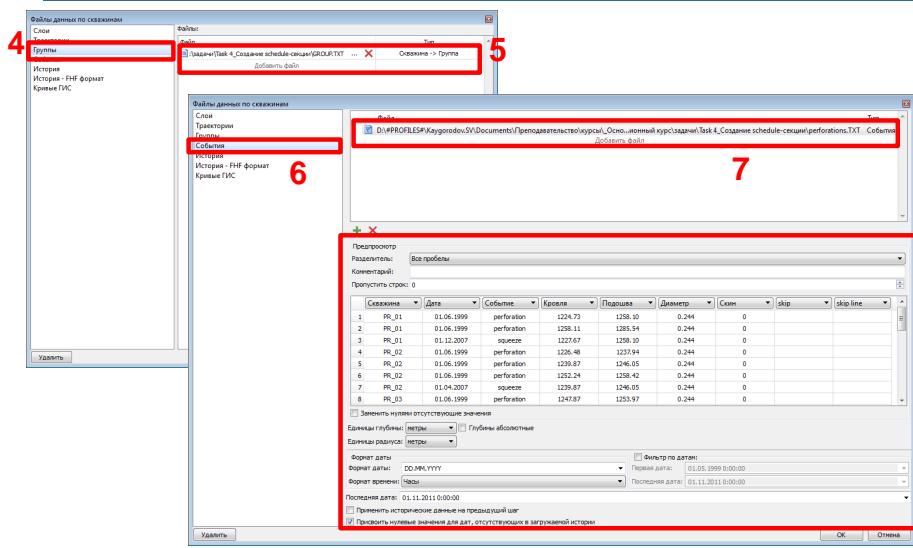


- В верхней панели окна модели выбрать «Документ» / «Загрузить данные по скважинам»
- В открывшемся окне выбрать «Траектории»
- Добавить файл траекторий traj_.txt (тип GWTD)

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

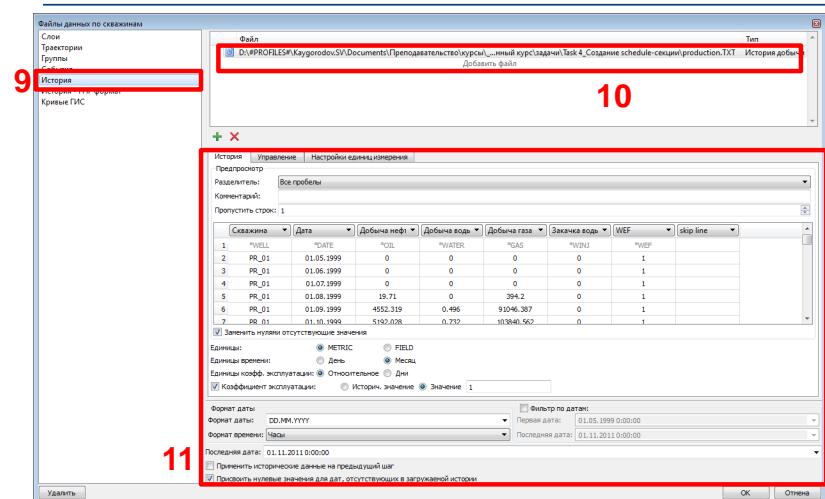
Можно сформировать SCHEDULE секцию с помощью tNavigator. Для этого необходимо воспользоваться опцией: Загрузить данные по скважинам... И далее действовать по алгоритму на слайдах (пройтись по закладкам и в каждой добавить соответствующий файл).

Загрузка истории эксплуатации



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

Загрузка истории эксплуатации



1	*WELL	*DATE	*OIL	*WATER	*GAS	*WINJ	*WEF
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	4620.319	0.496	91046.387	0	1
9	PR_01	01.12.1999	5192.028	0.732	103840.562	0	1
10	PR_01	01.01.2000	5062.197	0.779	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	6168.211	0	1
14	PR_01	01.05.2000	3181.973	0.398	63639.448	0	1
15	PR_01	01.06.2000	2867.77	0.351	67777.395	0	1
16	PR_01	01.07.2000	2867.77	0.351	57275.395	0	1
17	PR_01	01.08.2000	2506.205	0.293	50124.933	0	1
18	PR_01	01.09.2000	2006.829	0.204	40136.584	0	1
19	PR_01	01.10.2000	2619.046	0.314	52380.612	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

Если не поставить галочку «Присвоить нулевые значения для дат, отсутствующих в загружаемой истории», то пропущенным датам будут присвоены значения из предыдущей даты (т.е. будут просто протягиваться те дебиты и те приёмистости, которые записаны на прошлую дату).

Загрузка истории эксплуатации

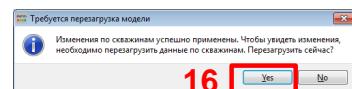
12. В настройках считывания файла выбрать вкладку «Управление»

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

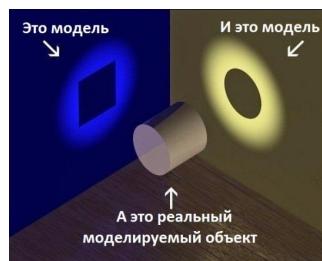
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 148

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

После указания всех данных в модели можем поставить её на расчёт и обнаружить, что результат расчёта не совпал с фактическими замерами, которые мы в модель занесли.

Почему это происходит?

Во-первых, данных недостаточно.

Во-вторых, имеющиеся данные обладают неопределенностью: у нас данные точечные (только по скважинам), а в межскважинном пространстве геолог стochастическими методами (или ещё как-то) распределил свойства – даже в скважинах измеренные данные обладают погрешностью,

а в межскважинном пространстве эта погрешность тем более есть, что приводит к несовпадению результатов расчёта с фактом.

Перед тем как использовать построенную модель для прогнозов её нужно настроить на факт. Другими словами, необходимо провести адаптацию модели, т.е. изменить значения параметров модели, обладающих неопределенностью, с целью минимизации отклонений расчётных значений параметров работы скважин и месторождения от фактически замеренных.

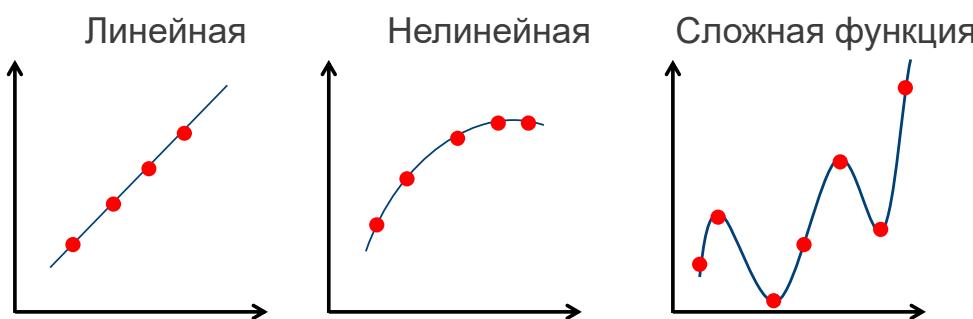
Но существует бесконечное множество сочетаний параметров модели, при которых результат расчёта этой модели будет с заданной точностью совпадать с фактом, замеренным по скважинам.

Обычный подход к адаптации – это ручная корректировка параметров модели на основе инженерного опыта, представления о физике пласта. Но есть и программные комплексы, позволяющие осуществлять автоматизированную адаптацию на основе оптимизационных алгоритмов.

Задача оптимизационных алгоритмов: варьируя параметры модели, устремить целевую функцию к нулю. Тоже есть много нюансов, как эти алгоритмы настроить, как задать целевую функцию и так далее. И ещё сами алгоритмы не контролируют физическую адекватность решения (полученные решения нужно перепроверять).

3.18.1 Обратные задачи

Обратные задачи



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

Есть несколько слайдов про обратные задачи.

Есть несколько точек. Вопрос: как построить аппроксимацию?

Здесь ясно, как аппроксимировать имеющиеся замеры.

Обратные задачи



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

Но если есть шум (данные обладают погрешностью) и несколько размерностей (у модели много параметров), то задача подбора нужной поверхности становится нетривиальной и может иметь бесконечное множество разумных решений.

В этом случае очень сложно вручную подобрать параметры; необходимо осуществлять автадаптацию и проверять найденные решения на разумность и физичность с точки зрения рассматриваемой гидродинамической модели.

3.18.2 Адаптация модели на разных стадиях разработки

Адаптация модели на разных стадиях разработки

I. Период до начала добычи

- Настройка на ГДИС
- Уточнение проницаемости и анизотропии

II. Период безводной добычи

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

III. Период обводненной добычи

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

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

На разных периодах разработки месторождения настраиваем разные параметры модели.
Период до начала добычи = blue field.

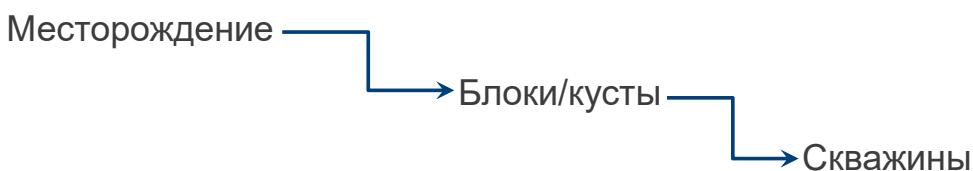
Период безводной добычи = green field.

Период обводнённой добычи (зрелые месторождения) = brown field.

Адаптация модели

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

Любая перестановка пунктов приведет к двойной работе



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

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

Сначала настраиваем энергетическое состояние залежи: матбаланс по скважинам (сколько отобрали жидкости / сколько закачали воды) и пластовое давление, которое получилось в результате работы всех скважин.

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

И финально производится настройка по коэффициентам продуктивности и забойным давлениям.

3.18.3 По отборам жидкости и пластовому давлению

Адаптация по отборам жидкости и пластовому давлению

Параметры, изменяемые для адаптации:

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

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

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

При адаптации обычно меняют те параметры, которые обладают наибольшей неопределенностью.

Про сжимаемость порового пространства: если говорить о месторождениях в Западной Сибири, то там пласти имеют сжимаемость порядка 10^{-5} атм $^{-1}$, что приводит к тому, что сжимаемость фактически не оказывает ощутимого влияния на динамику пластового давления.

3.18.4 По соотношению нефть/вода

Адаптация по соотношению нефть/вода

Параметры, изменяемые для адаптации:

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

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

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

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

Необходимо помнить, что модель мы делаем для того, чтобы считать на ней какие-то прогнозы, оценивать как поведёт себя месторождение в случае какого-то воздействия, т.е. мы хотим получить адекватный инструмент и соответственно должны использовать физически корректные диапазоны вариации параметров модели.

3.18.5 По коэффициенту продуктивности и Рзаб

Адаптация по коэффициенту продуктивности и Рзаб

Параметры, изменяемые для адаптации:

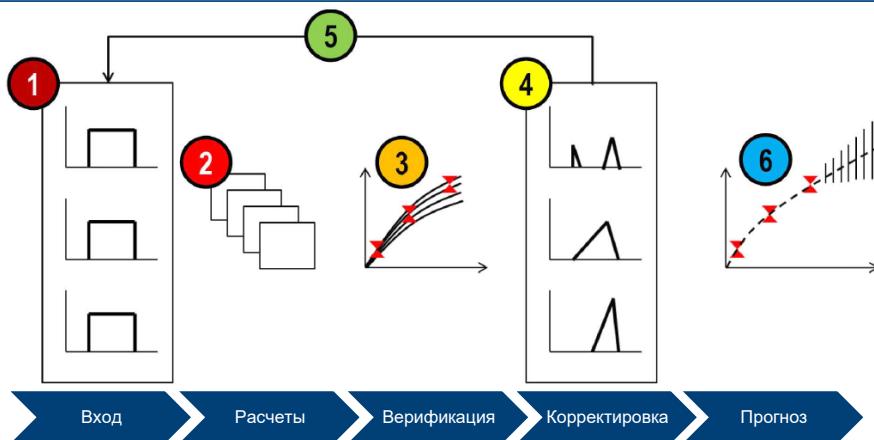
- Скин-фактор и Кпрод (с учетом ГДИС, ПГИ и предварительного анализа работы скважин)
- Абсолютная проницаемость вблизи скважины

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

По коэффициенту продуктивности и забойному давлению настройка простая: варьируем абсолютную проницаемость вблизи скважины или скин-фактор.

3.19 Уточнение распределений параметров при адаптации модели

Адаптация модели



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

По материалам Schlumberger NExT

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

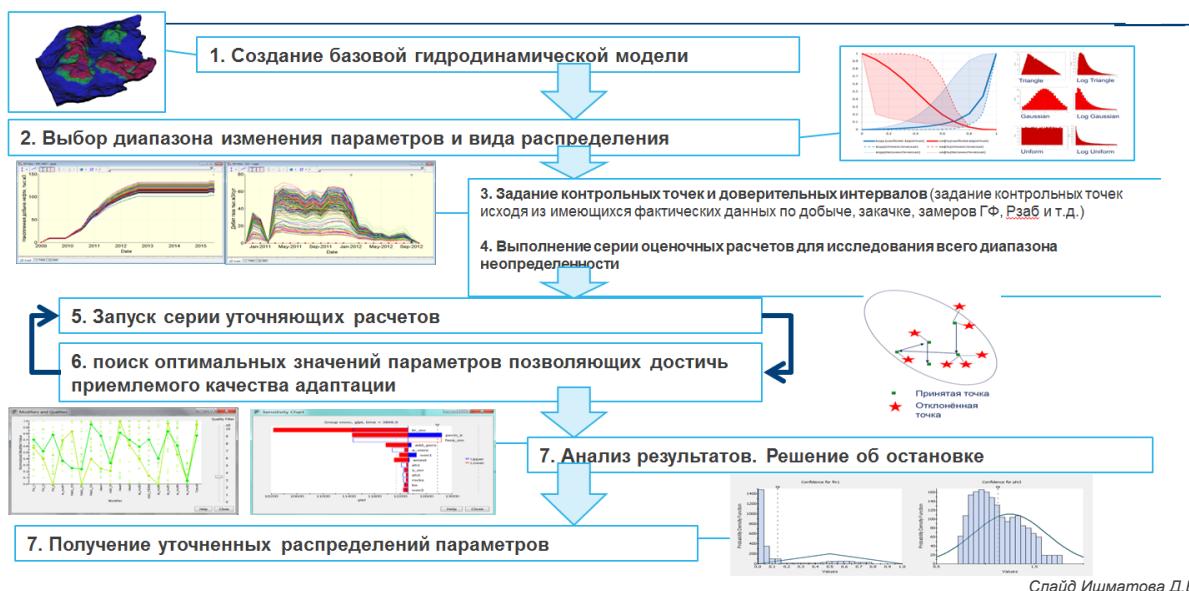
Можно воспринимать адаптацию модели, как уточнение исходных распределений параметров, т.е. на начальный момент времени у нас есть параметры, обладающие неопределённостями в каком-то диапазоне, но сами виды распределений (какие значения параметра наиболее вероятны или менее вероятны) мы не знаем.

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

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

3.19.1 Алгоритм проведения автоадаптации

Алгоритм проведения автоадаптации



Слайд Ишматова Д.В.
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 158

На этом слайде представлен алгоритм проведения автоматизированной адаптации.

Сначала мы производим расчёт базовой модели, выбираем диапазоны изменения параметров, которые обладают неопределённостью. Делаем несколько расчётов со значениями параметров в этих диапазонах и смотрим, какие из этих параметров оказывают наибольшее влияние на результат расчёта и какие из диапазонов мы можем сузить по результатам этих первых нескольких расчётов.

Таким образом, дальше мы сокращаем количество параметров, которые будут участвовать в оптимизации (это делается для того, чтобы сократить количество необходимых расчётов, поскольку чем больше параметров будут участвовать, тем более многомерное пространство поиска решения у нас будет – большее количество расчётов модели потребуется и большее время для того, чтобы оптимизационные алгоритмы сошлись). Т.е. мы по результатам первых нескольких расчётов сокращаем количество параметров и сужаем их диапазоны.

Дальше задаём целевую функцию, задаём оптимационные алгоритмы и запускаем на расчёт (идём в отпуск или на обед – смотря сколько времени считается модель). Будет проведено около нескольких десятков или сотен расчётов для того, чтобы целевая функция устремилась к нашим минимальным значениям.

3.19.2 Программы автоадаптации

Программы автоадаптации

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

Недостатки:

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

Популярное ПО для автоадаптации:

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

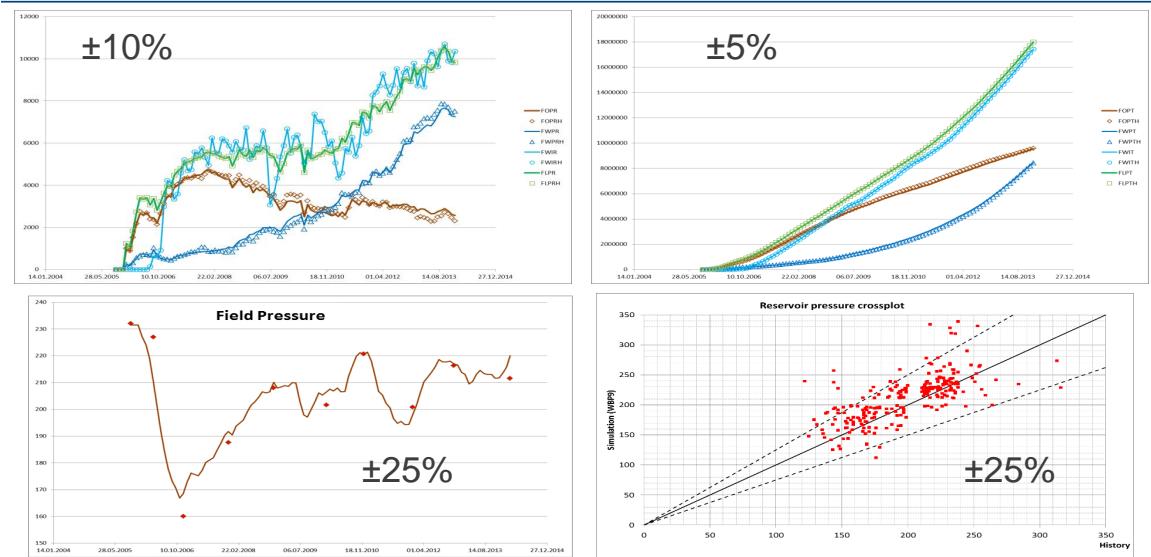
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 159

Сейчас программы автоадаптации используются в качестве вспомогательного инструмента, чтобы быстрее найти решение / сузить диапазоны поиска значений параметров (а для абсолютно полной автоматической адаптации такие программы обычно сейчас не используются). После проведения автоадаптации всё равно необходимо проводить дополнительный анализ на физичность / геологичность найденных сочетаний параметров. Другими словами, на данный момент программы автоадаптации решают чисто оптимизационную задачу и не способны самостоятельно учесть всевозможные нефизичности найденных сочетаний параметров.

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

3.19.3 Критерии адаптации

Критерии адаптации



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

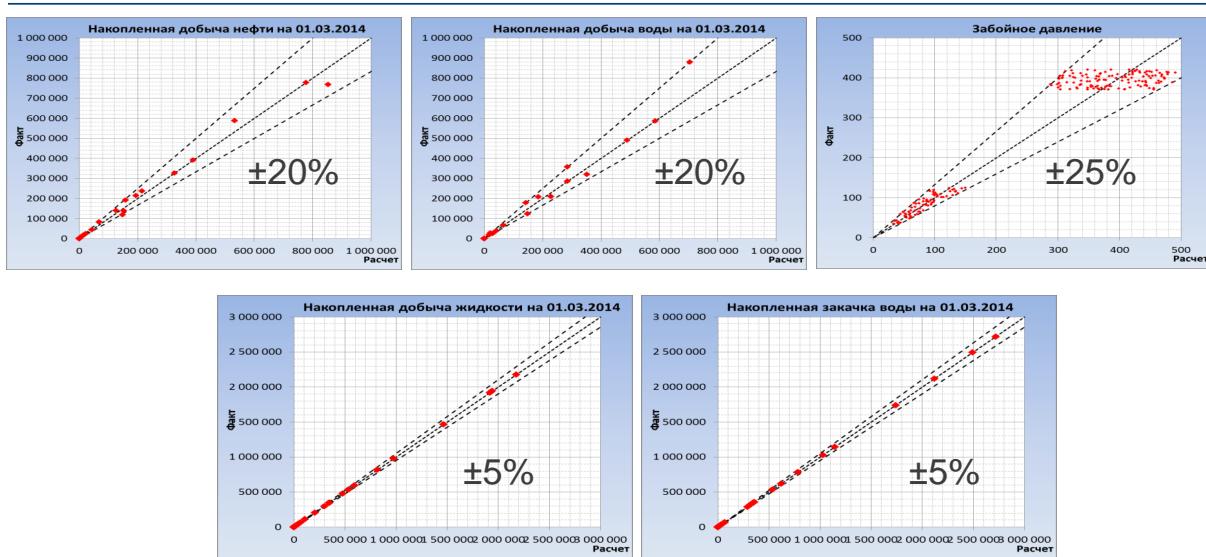
Представлены критерии адаптации в случае, если смотрим в целом по всему месторождению (сумму по всем скважинам).

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

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

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

Критерии адаптации



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

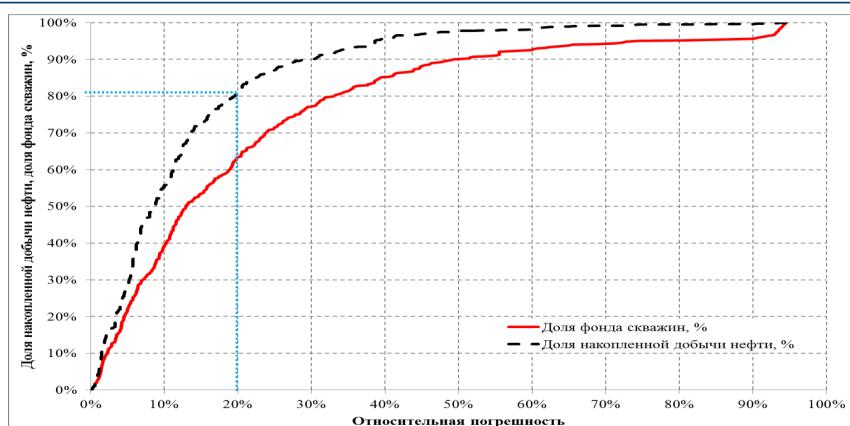
Представлены критерии адаптации в случае, если смотрим отдельно по скважинам.

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

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

Симулятор в первую очередь ориентируется на добычу по жидкости и на закачку, поэтому сильных отклонений по жидкости и по закачке (как правило) не бывает. Все отклонения, как правило, бывают связаны именно с распределением флюидов (нефти, воды, газа) в пределах той жидкости, которую скважина добывала.

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

Иногда строят такой график, который показывает, какая доля скважин обеспечивает какую долю накопленной добычи нефти и какую погрешность расчёта при этом имеет.

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

Принцип Паретто: 20% усилий дают 80% результата; чтобы получить оставшиеся 20% результата приходится приложить 80% усилий.

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

3.19.4 «Запрещённые» и нежелательные приёмы адаптации

-
- #### «Запрещенные» и нежелательные приемы адаптации
- Умножение порового объема ячеек в нефтенасыщенной зоне
 - Задание множества необоснованных регионов ОФП, РВТ, уровней контактов
 - Необоснованное изменение остаточных 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

Стоит помнить, что целью модели является прогноз дальнейшей динамики работы месторождения при различных сценариях.

Если будем использовать некорректные методы адаптации, то это сделает модель непригодной для дальнейших прогнозов (т.к. непонятно, что в действительности в межскважинном пространстве происходит).

Все регионы, которые вводятся в модель, должны быть обоснованы: например, есть несколько пластов, у них свойства отличаются, поэтому задали регионы. А внутри одного пласта достаточно сложно обосновать, почему используем разные регионы (можно, конечно, если есть какие-то несобщающиеся блоки). Если есть разные петротипы, какие-то гидравлические единицы потока или фации, то к ним можно привязать разные регионы ОФП.

Но не нужно к каждой скважине присваивать свой регион ОФП!

Нельзя рисовать необоснованные барьеры. Например, в случае, когда в модели к какой-то скважине прорывается слишком много воды, нельзя ограничивать эту воду выдуманным барьером. Нужно вспомнить анализ источников обводнения (откуда и какие скважины обводняются), который мы проводили до создания модели, и в соответствии с этим анализом стараться настраиваться (пытаться разумными способами переориентировать потоки).

Историю работы скважин тоже не нужно менять (совпадение графиков будет красивым, но модель будет липовая).

Расположение скважин тоже не нужно менять. Ошибки в расположении, конечно, могут быть, но они обычно небольшие.

3.20 Упражнение 5. Расчёт моделей с разными наборами исходных данных

Упражнение 5. Расчет моделей с разными наборами исх.данных

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

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

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

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

3.21 Упражнение 6. Адаптация ГДМ

Упражнение 6. Адаптация ГДМ

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

Кто первый садаптирует – получит приз –
лицензионный ECLIPSE!

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

3.22 Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

Упражнение 6. Адаптация ГДМ. Обсуждение результатов

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

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

3.23 Групповая дискуссия

Групповая дискуссия

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

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

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

Сейчас 10:47. Давайте до 11:00 сделаем перерыв.

3.24 Инструменты для оптимизации разработки месторождения

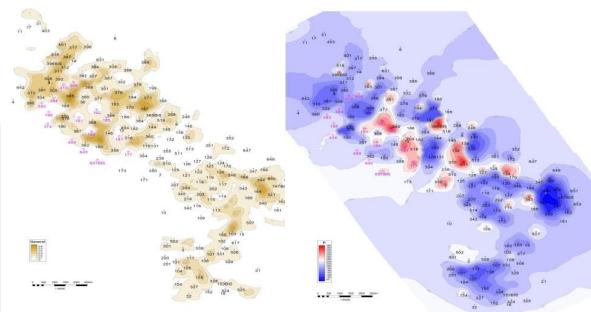
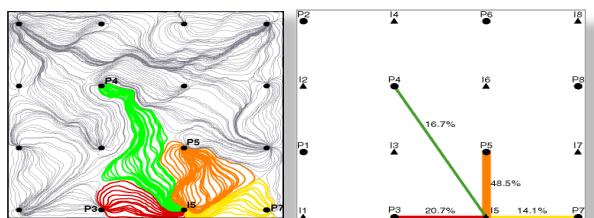
Инструменты для оптимизации разработки месторождения

Карты

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

Линии тока

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



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

Давайте продолжать.

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

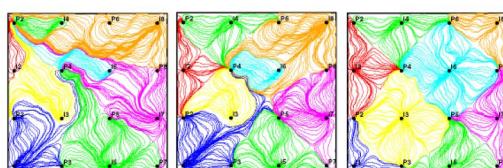
Для этого нужно провести анализ этой настроенной модели, получить из неё карты остаточных подвижных запасов нефти, карты пластового давления, карты проницаемости (которые получились после настройки, мы же её варьировали при адаптации).

Мы смотрим, где в пласте осталась подвижная нефть, почему на там осталась (неэффективная работа системы ППД или низкая проницаемость, или просто неразбуренная область), и в соответствии с этим принимаем решение, что нужно сделать, чтобы оставшуюся подвижную нефть добить.

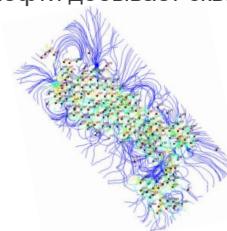
С помощью линий тока можем оценить, насколько эффективно работает каждая из нагнетательных скважин (насколько эффективно она вытесняет нефть, воду; насколько эффективно поддерживает давление; какая доля добычи нефти и воды обеспечивается закачкой данной нагнетательной скважины).

3.25 Линии тока

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



Балансировка заводнения

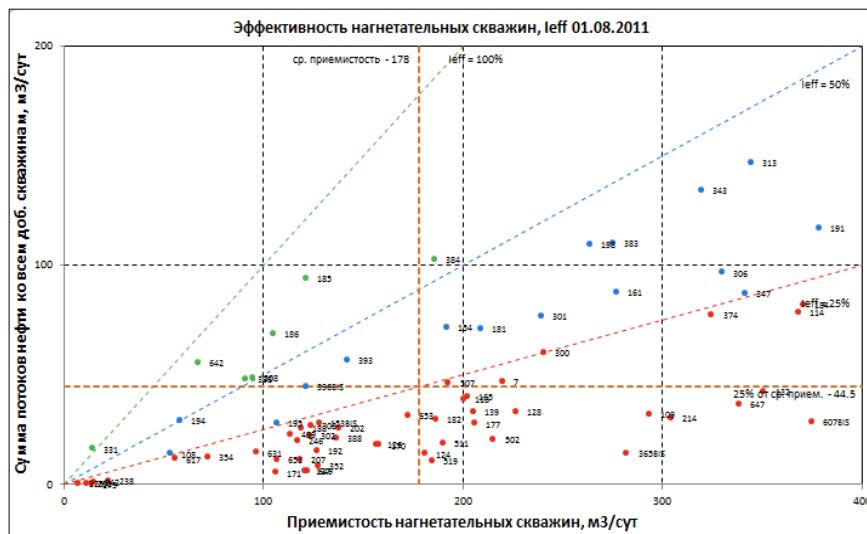


© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 169

На каждый шаг времени распределение линий тока может меняться, так как распределение давления в пласте меняется (изменились давления \Rightarrow изменились градиенты давления \Rightarrow изменились направления потоков).

3.26 Оптимизация ППД на основе матриц дренирования

Оптимизация ППД на основе матриц дренирования



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

Сколько нефти добыто в результате закачки 1 m^3 воды

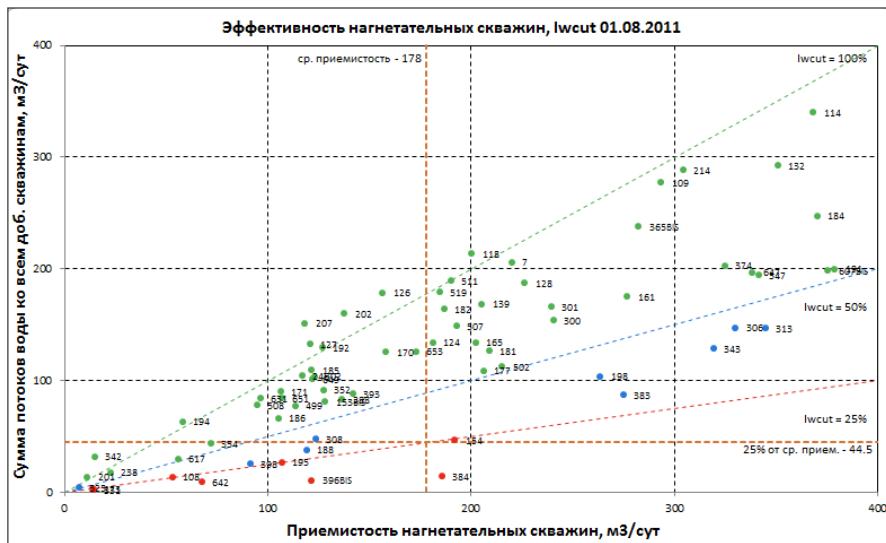
Низкие значения I_{eff} показывают какие нагнетательные скважины **неэффективно** вытесняют нефть

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

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

Здесь рассказывается, как можно рассчитать эффективность работы нагнетательных скважин.

Оптимизация ППД на основе матриц дренирования



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

Сколько воды добыто в
результате закачки 1м^3 воды

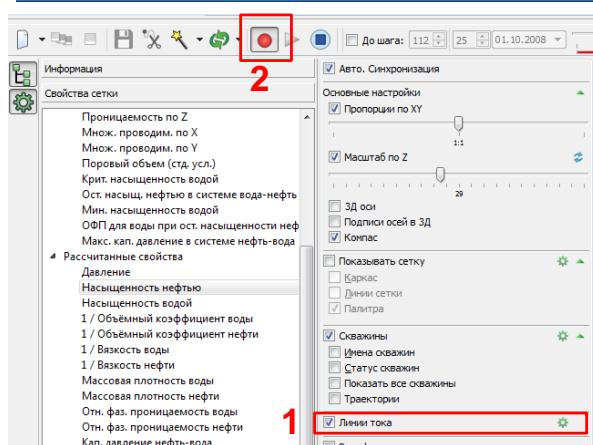
Высокие значения **lwcut**
показывают нагнетательные
скважины, которые «гоняют воду
по кругу»

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

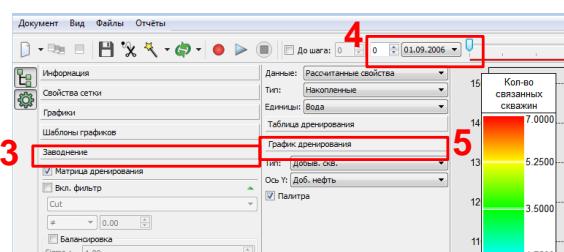
© ООО «Газпромнефть НТЦ». 2020 г. | 171

3.27 Прогнозные расчёты. Анализ таблиц дренирования

Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования



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



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

В т-Навигаторе тоже есть функционал анализа линий тока.

Прогнозные расчеты. Анализ таблиц дренирования

Сколько нефти
добыто в
результате
закачки 1м³ воды

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

Данные:	Рассчитанные свойства	Добыч. скв.	Влияние от нагнетательных скважин
Тип:	Накопленные	Жидкость, пласт.из	Скважина
Единицы:	Вода	Нефть, ст.из	Жидкость, % нефть, %
Таблица дренирования		Резервуар	
Группировка:	Добыч. скв.		
Значения:	Относительное		
Скважина			
1530			
1559			
1560			
1570			
1769			
1771			
1830			
1831			
1832			
1859			
1867			
1924			
1938			
1939			
1949			
1953			
1954			
2010			
2012			
2066			
2067			
2069			
2070			
2096			
2127			
1530 4923.5 3039.43 Резервуар 76.278 76.2005			
1559 11491.7 59331.07 Резервуар 26.7045 26.2647			
1560 34759 24044.3 Резервуар 18.3669 18.4721			
1530 45.2065 45.0581 Резервуар 1530 45.2065 45.0581			
1589 36.4266 36.4697 Резервуар 1589 36.4266 36.4697			

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

Таблицу дренирования можно группировать по добывающим или нагнетательным скважинам: смотреть сколько воды закачано в нагнетательные скважины и какой приток нефти/воды/жидкости обеспечен данной нагнетательной скважиной.

Анализ таблиц дренирования проводится с целью оптимизации системы ППД (системы завода-недрения).

3.28 Подготовка и проведение прогнозных расчётов

Подготовка и проведение прогнозных расчетов

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

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

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

Как считать прогнозы после того, как мы придумали, куда располагать новые скважины, новые

ЗБС (другими словами, придумали, как оптимизировать систему заводнения)?

Итак, хотим считать прогнозные варианты и хотим оценить, насколько наше придуманное решение эффективно по сравнению с базовым вариантом.

Если у месторождения большая история разработки, то, чтобы каждый раз (на каждый прогноз) её не пересчитывать, можно делать рестарты, т.е. начинать расчёт с того момента, когда у нас закончилась история, т.е. мы считаем на будущее и каждый раз делать расчёт предыдущей истории не обязательно.

Есть 2 способа рестарта: один гибкий, другой быстрый. Гибкий позволяет вносить какие-то изменения в базовую модель, но при этом требует перечитывания всей модели, пересчёта каких-то данных (например, проводимости) – это занимает некоторое время, т.е. если модель большая, она достаточно долго может инициализироваться.

Если хочется сделать быстрый рестарт, то такая возможность тоже есть, но есть ограничение, что никаких изменений в базовую модель внести нельзя (они не будут отражаться на прогнозе).

Подготовка и проведение прогнозных расчетов

Гибкий (полный) рестарт

1. При расчёте 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

Здесь рассказывается, какие ключевые слова используются для гибкого рестарта в симуляторе ECLIPSE.

А в т-Навигаторе это всё делается с помощью интерфейса: просто ставятся галочки, на какие шаги нужно записывать результаты расчёта.

После того, как расчёт базовой модели завершён, мы создаём data-файл, в который копируем базовую модель, далее в этом файле в секции **SOLUTION** удаляем всё, что связано с инициализацией и аквиферами, вставляем **RESTART** с именем базовой модели и номером шага, с которого будет начинаться расчёт. В секцию **SCHEDULE** записываем ключевое слово **SKIPREST** – тогда симулятор ECLIPSE будет пропускать все шаги до начала прогнозного расчёта.

Дальше возможно добавить дополнительные даты и какие-то модификации в секцию **SCHEDULE**, а именно что вносим на прогноз (какие-то новые скважины, новые параметры работы скважин, перевод каких-то скважин в ППД и так далее).

Подготовка и проведение прогнозных расчетов

Быстрый рестарт

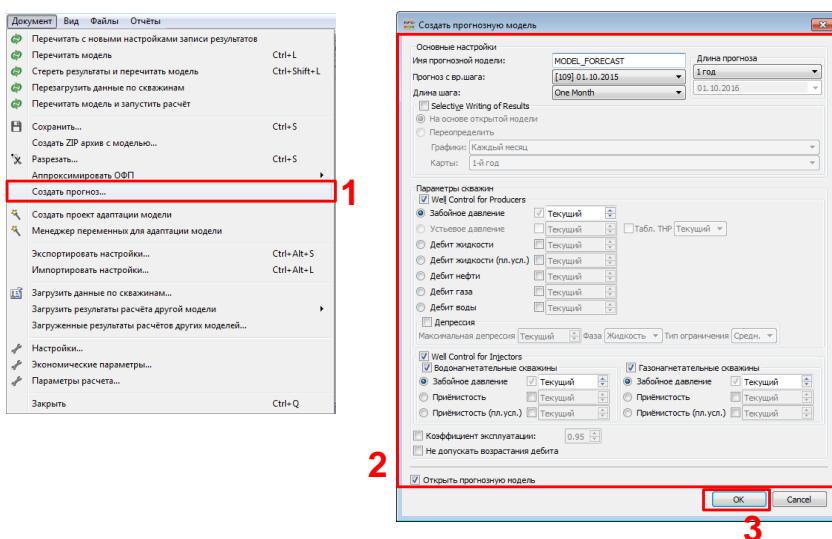
1. При расчете базовой модели убедиться в выводе результатов расчета на нужный шаг (**RPTRST** и **SAVE** в секции SCHEDULE)
2. Для запуска рестарта:
 - 2.1. Скопировать data-файл базовой модели в файл рестарта
 - 2.2. Удалить всё до секции SUMMARY или SCHEDULE
 - 2.3. Вставить ключевые слова **LOAD** 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

В быстром рестарте примерно то же самое, только в начале базовой модели нужно прописать ключевое слово **SAVE**, и тогда будет создан специальный файл, который будет подключаться ключевым словом **LOAD** в data-файле.

3.29 Создание рестартов из GUI tNavigator

Создание рестартов из GUI tNavigator



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

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

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

А в т-Навигаторе просто заходим в меню и выбираем «Создать прогноз...»

Всплывает окно, в котором просто указываем имя модели, с какого шага нужно начать прогноз, на какой период, с какой периодичностью записывать результаты (месяц/день/год и так далее) и какие контрольные параметры на скважинах установить. Затем нажимаем кнопку OK, и ав-

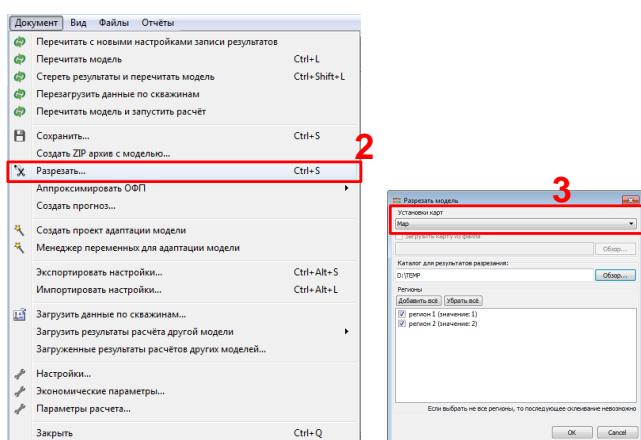
томатически создаётся data-файл и SCHEDULE с режимами работы скважин на прогноз, т.е. если мы просто после настройки скважины нажмём «Создать прогноз...» и поставим галочки, что скважины будут работать с текущим забойным давлением, то фактически это будет такой базовый вариант (т.е. как месторождение будет работать, если мы будем эксплуатировать скважины на забойном давлении на последнюю дату, т.е. никаких изменений не вносим). С этим базовым вариантом будем потом сравнивать модели, в которые внесены модификации, чтобы оценить их эффективность.

Т.е. мы создаём базовый расчёт и потом уже какие-то модификационные другие дополнительные модели, эффективность которых хотим проверить.

3.30 Вырезание сектора

Вырезание сектора

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



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

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

Вырезание сектора полезно в том случае, если ввод новых скважин производится только на небольшом участке модели. Тогда можем вырезать этот участок, проводить расчёты только на нём и сравнивать с этим же участком базовой модели с целью оценки эффективности ГТМ.

Есть ещё ситуация, когда может быть полезно вырезание сектора: например, имеется большая модель и есть несколько человек, которые могут заниматься настройкой этой модели. Чтобы каждый не таскал всю эту модель, её можно разделить на несколько частей, каждый будет свою часть считать отдельно, и периодически эту модель нужно будет сшивать.

В т-Навигаторе есть кнопка «Разрезать», но перед этим нужно сначала её раскрасить (нарисовать регионы, по которым эту модель будем разрезать; грубо говоря, присвоить ячейкам модели номер региона, к которому данная ячейка принадлежит). После разрезания в папке с исходной моделью будут созданы папки с секторными моделями. После этого нужно ещё записать граничные условия в эти сектора, т.е. открыть модель с расширением .patterns, рассчитать её и тогда граничные условия будут автоматически записаны в эти сектора. После этого можно

каждый сектор отдельно использовать.

Чтобы синхронизировать друг с другом изменения, вносимые в каждый из секторов (т.е. свести всё в единую модель), нужно опять в эту же папку все эти сектора сложить, снова открыть модель с расширением .patterns, пересчитать её, и тогда все изменения будут автоматически перенесены в модель, и граничные условия на секторах пересчитаны.

Вопрос: переиндексируются ли ячейки при обрезании модели?

Нет, симулятор просто остальные ячейки (за пределами рассматриваемого сектора) делает неактивными. Т.е. модель-сектор может по-прежнему инициализироваться достаточно долго, но считаться будет быстро.

3.31 Подготовка и проведение прогнозных расчётов

Подготовка и проведение прогнозных расчетов

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

WCONPROD

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

WCONINJE

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

Групповой контроль

GCONPROD

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

GCONINJE

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

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

На данном слайде указано, как задавать контроль по скважинам в случае проведения прогнозных расчётов. Когда адаптировали на историю, были ключевые слова WCONHIST для добывающих скважин и WCONINJH для нагнетательных скважин. А здесь (на прогноз) для добывающих скважин используется ключевое слово WCONPROD, для нагнетательных скважин используется ключевое слово WCONINJE.

Можно контроль на скважинах задавать по дебитам, по забойному давлению; на нагнетательных соответственно – по приёмистости. Также можно осуществлять контроль по устьевому давлению, но тогда нужно будет ещё добавить VFP-таблицы, в которых описано, как меняется давление по стволу скважины при различных режимах течения, т.е. грубо говоря какие потери давления будут по стволу скважины (это нужно для того, чтобы симулятор пересчитал забойное давление; от устьевого до забойного пересчитал потери). Есть специальные программы, в которых формируются VFP-таблицы, т.е. можно их заранее создать.

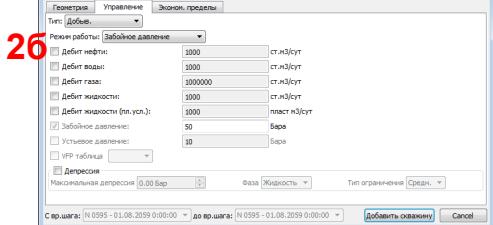
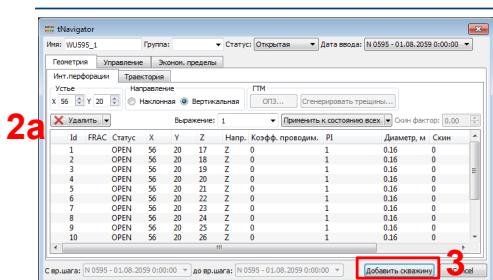
Можно также указывать групповой контроль GCONPROD. Например, это может быть полезно, если у нас заданы какие-то ограничения по отборам на дожимной насосной станции ДНС. Т.е. эксплуатируем скважины так: сколько притечёт, столько притечёт, но сверху есть ограничение, что группа скважин не может добывать больше какой-то величины (соответственно это можно в групповом контроле указать).

Также и для нагнетательных скважин можно указать групповой контроль GCONINJE. Здесь есть ещё опция compens (обеспечить компенсацию), т.е. можно задать, чтобы какая-то группа нагнетательных скважин обеспечивала компенсацию по какой-то группе добывающих скважин. Можно также сделать и по месторождению, что все нагнетательные скважины должны нагнетать столько, чтобы обеспечить 100% (или 120% или сколько укажете) компенсацию (тогда просто режим эксплуатации нагнетательных скважин будет подбираться так, чтобы эту компенсацию обеспечить – вручную не нужно будет подбирать – всё будет сделано автоматически).

3.32 Прогнозные расчёты

3.32.1 Расстановка ВС

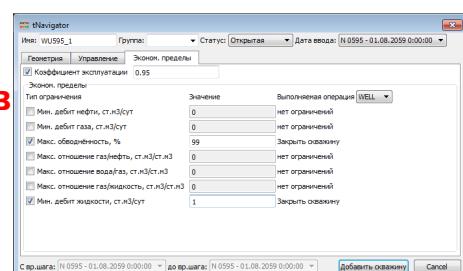
Прогнозные расчеты. Расстановка ВС



Как добавить вертикальную скважину

1. Alt + ЛКМ на ячейке в 2D или 3D 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

Показан полезный функционал: как добавлять скважину в интерфейсе т-Навигатора.

ЛКМ = левая кнопка мыши.

Просто зажимаем клавишу Alt и левой кнопкой мыши в 2D или 3D обзоре щёлкаем на ячейки, куда хотим добавить скважину. Всплыт окно, в котором нужно будет задать параметры вскрытия (по умолчанию все ячейки, которые отображаются в окне, будут вскрыты; но можно удалить те интервалы, которые не хотим вскрывать).

Во вкладке «Управление» указываем тип скважины (добывающая или нагнетательная), режим работы (если она на забойном давлении, то указываете забойное давление; если на расходе жидкости, то указываете расход).

Во вкладке «Эконом. пределы» можно указать экономические ограничения, когда скважина бу-

дет останавливаться (в проектных документах обычно ставят ограничение 99% обводнённости или 1 м³/сут по жидкости).

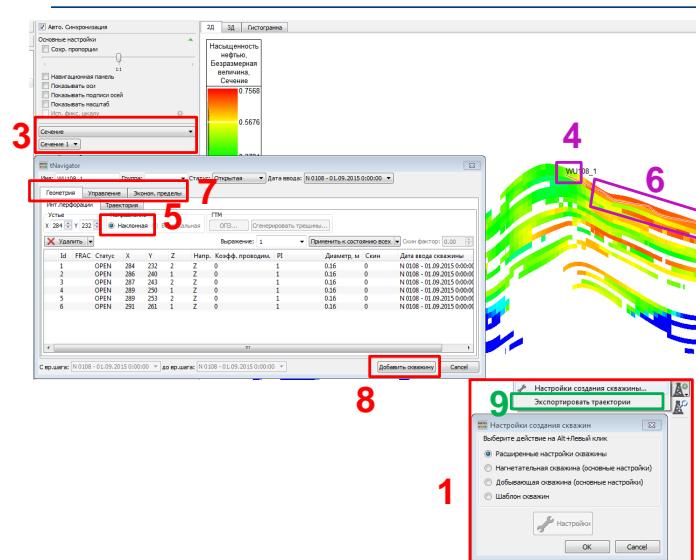
После этого нажимаем «Добавить скважину» и она будет в модель добавлена, и её параметры прописаны в отдельном файле, который сохранён в папке USER.

Если ещё не начали расчёт, то можно из интерфейса щёлкнуть на этой скважине правой кнопкой мыши и всплынет окно с предложением редактировать или удалить скважину. Если же расчёт уже начали, то удалить скважину с помощью интерфейса будет нельзя, но можно будет зайти в папку USER и вручную в текстовом файле параметры скважины изменить и модель просто заново перечитать.

Если хотим, чтобы скважина вскрывала только какие-то определённые ячейки (например, ячейки с насыщенностью больше какого-то значения), то можно заранее настроить фильтр в т-Навигаторе, отфильтровать ячейки по этому условию и потом уже только расставлять скважины. Тогда скважина будет вскрывать только эти отфильтрованные ячейки (и вручную не нужно будет их удалять, прореживать и так далее – очень удобно).

3.32.2 Расстановка ГС/ННС

Прогнозные расчеты. Расстановка ГС/ННС



Как добавить горизонтальную скважину

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

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

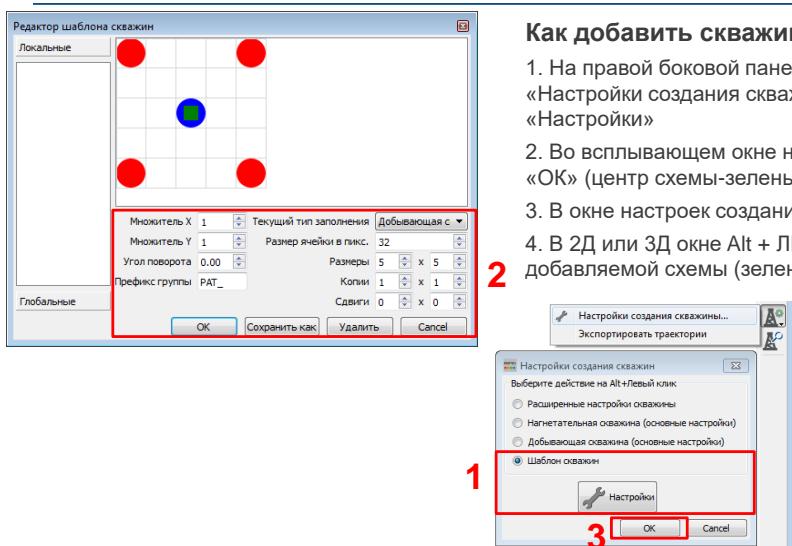
То же самое для горизонтальных скважин.

Но теперь можно провести её прямо по горизонтальным ячейкам, через которые она должна пройти. Для этого строим разрез (сечение или профиль – зелёная кнопка на правой боковой панели) по ячейкам, где хотим провести горизонтальную скважину. Потом этот профиль открываем. С зажатой клавишей Alt выбираем ячейку входа скважины в пласт. Появляется окно с настройками вскрытия скважиной. В нём ставим галочку, что скважина наклонная. Окно не закрываем. И дальше, держа нажатой клавишу Alt, продолжаем щёлкать мышкой по тем ячейкам, через которые мы хотим, чтобы горизонтальный ствол прошёл. После того, как прошёл-кали можно указать какие-то параметры работы скважины, экономические ограничения и так далее. Нажимаем «Добавить скважину», и в папке USER тоже будет создан файл, в котором

прописаны параметры этой скважины и её траектория. Эту траекторию можно потом передать буровикам, чтобы они проверили, возможно ли под таким углом туда скважину пробурить. Мы можем нащёлкать как угодно (хоть спиралеобразную скважину) в модели, но не факт, что её возможно будет пробурить. В общем, есть ограничения на скорость набора угла, т.е. с какой скоростью скважина может искривляться (обычно 3 градуса на 100 метров).

3.32.3 Расстановка скважин по сетке

Прогнозные расчеты. Расстановка скважин по сетке



Как добавить скважины по сетке (шаблону)

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

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

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

Можно скважины расставлять по сетке. Для этого на боковой панели выбираем «Действия для скважин», «Шаблон скважин» и настраиваем этот шаблон.

Здесь можно расставить добывающие скважины, нагнетательные скважины, сам шаблон можно побольше сделать (на рисунке показывается, как в ячейках будут располагаться скважины, когда мы будем щёлкать). Можно задать префикс группы, который будет перед названием скважин указываться.

После того, как настроили шаблон, нажали OK: дальше, когда будем щёлкать на ячейки левой кнопкой мыши в 2D или 3D обзоре с зажатой клавишей Alt, будет появляться не одна скважина, а набор скважин, который мы задали в шаблоне.

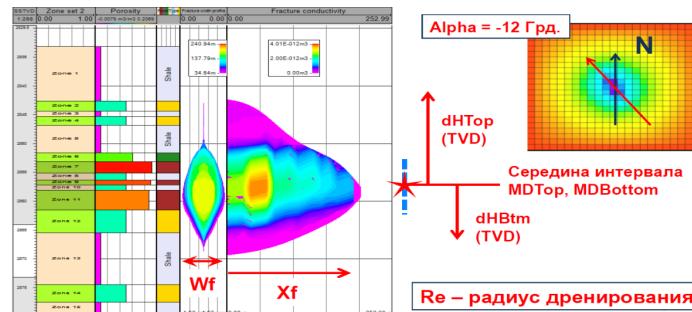
3.32.4 Моделирование ГТМ

Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

Моделирование ГРП посредством плагина EasyFrac для Petrel

Трещины ГРП моделируются на основании следующего набора данных:

- траектория скважины
- глубина центра трещины (в MD)
- диаметр ствола скважины
- полудлина трещины
- ширина трещины
- азимут простириания 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

Моделировать ГРП можно с помощью плагина EasyFrac для Petrel. В нём задаются параметры трещины и после работы плагина на выходе мы получаем SCHEDULE секцию с ключевыми словами COMPDAT, в которых трещина имитируется дополнительными перфорациями, т.е. как будто бы скважина проперфорирована в тех ячейках, через которые проходит трещина.

Можно также задать вырождение трещины, т.е. то, что трещина постепенно ухудшает свои свойства. Это тоже в автоматическом режиме через плагин EasyFrac формируются ключевые слова ACTIONX и WPIMULT, которые со временем ухудшают свойства трещины.

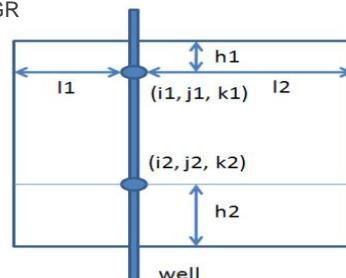
Прогнозные расчеты. Моделирование ГТМ

Моделирование ГРП посредством функционала tNavigator

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

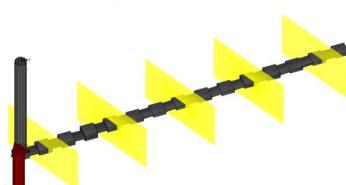
Входные данные:

- модель скважины (соединения)
- координаты трещины в модельной нотации (i,j,k)
- полудлина трещины
- ширина трещины
- азимут/зенит простириания 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

В т-Навигаторе есть возможность задать трещины через интерфейс. Здесь просто щёлкаем на скважине правой клавишой мыши, нажимаем редактировать, дальше во всплывающем окне

просто щёлкаем кнопку ГРП и указываем параметры ГРП. И тогда тоже будут созданы виртуальные перфорации с помощью ключевых слов WFRAC и WFRACP.

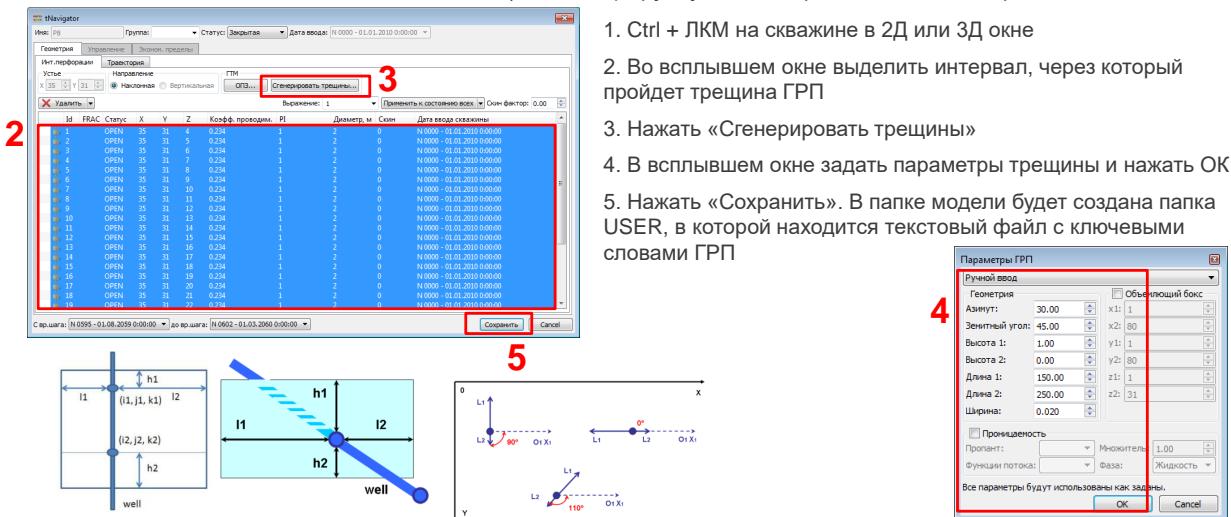
Но есть проблема (мы её обнаружили недавно), что это ключевое слово WFRACP не очень точно позволяет описать трещину, особенно для низкопроницаемых коллекторов. Для высокопроницаемых коллекторов вроде неплохо работает, а для низкопроницаемых приходится ставить большой множитель на продуктивность трещины, чтобы она воспроизвела фактическую историю. Т.е. если на скважине провести ГДИС, то чтобы воспроизвести историю замеров давления, придётся в ключевом слове WFRACP подбирать множитель mult.

Там сейчас есть другие ключевые слова, но их через интерфейс можно по-моему только в дизайнере моделей добавить (или вручную в текстовом файле). В обычном графическом интерфейсе (GUI) не получится.

3.32.5 Задание ГРП

Прогнозные расчеты. Задание ГРП

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



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

Здесь как раз показано, как через ключевое слово WFRACP добавлять трещины. Когда мы щёлкнули на скважине, всплыло такое окно и мы выбираем те ячейки через которые трещина пройдёт, затем нажимаем «Сгенерировать трещины...» и указываем параметры, после этого опять таки будет создан дополнительный файл, в котором прописаны параметры трещины.

3.32.6 Оценка адекватности результатов

Прогнозные расчеты. Оценка адекватности результатов

После окончания расчета необходимо проверить адекватность полученных результатов:

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

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

После того, как рассчитали прогноз, необходимо оценить, насколько этот расчёт получился адекватным. Можно сопоставить прогнозные дебиты и обводнённости новых скважин с работой окружения, т.е. если скважина находится в таких же геологических условиях, то она не должна в разы (или десятки раз) отличаться по дебитам от окружения. Если такое будет в модели, то сразу возникнет вопрос: почему так произошло, почему другие скважины, которые мы пробурили ранее, не дают таких дебитов? Действительно ли возможно достичь таких показателей на новой скважине? Поскольку все эти параметры идут в бизнес-план и потом за этот бизнес-план главному геологу приходится отчитываться, поэтому сразу возникнет вопрос: стоит ли такие большие параметры показывать?

В принципе бывают такие случаи: если мы разбуриаем какую-то новую зону и в ней могут быть совсем другие свойства, т.е. в принципе скважина может работать и с более высокими дебитами, чем другие. В этом ничего страшного нет, просто нужно ещё раз проверить и убедиться, что в модели нет каких-то ошибок, случайных погрешностей, которые привели к таким аномально высоким значениям.

Ещё необходимо отслеживать отсутствие скачков дебитов на первый шаг прогноза на графиках для «старых» скважин. Это может быть следствием того, что скважины не настроены по продуктивности и тогда, если мы поставим контроль по забойному давлению, то старые скважины начнут работать не с той продуктивностью, которая была по факту, а с какой-то расчётной, и будет наблюдаться скачок дебита. Это такой индикатор настройки продуктивности на последний шаг расчёта до прогноза.

Также необходимо посмотреть, как меняется добыча по скважинам со временем: если наблюдается рост дебитов, то нужно проверить, действительно ли это так. Почему при стабильном забойном давлении наблюдается рост? Может быть мы слишком много качаем. Возможно ли

это в реальности на месторождении?

Либо может быть слишком сильное падение добычи, здесь тоже нужно сопоставлять со скважинами в аналогичных условиях (как они себя вели); в общем, ещё раз убедиться, что все параметры работы как прогнозных скважин, так и скважин окружения заданы правильно.

При групповом контроле необходимо следить, чтобы было адекватное распределение дебитов. Потому что бывает такое, что дебиты распределяются просто пропорционально продуктивности и какие-то скважины могут иметь высокую продуктивность (значительно отличающуюся от других), соответственно тогда скважины с низкой продуктивностью будут работать на каких-то низких дебитах, а в реальности никто такие скважины (с такими низкими дебитами) в эксплуатацию вводить не будет. Если у скважин дебит ниже экономически рентабельного, то просто их не будут бурить, поэтому нужно за этим следить, чтобы не было того, что одни скважины пережимают другие, если мы управляем с помощью группового контроля.

3.32.7 Анализ чувствительности

Прогнозные расчеты. Анализ чувствительности

Анализ степени влияния параметров модели на расчетные показатели

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

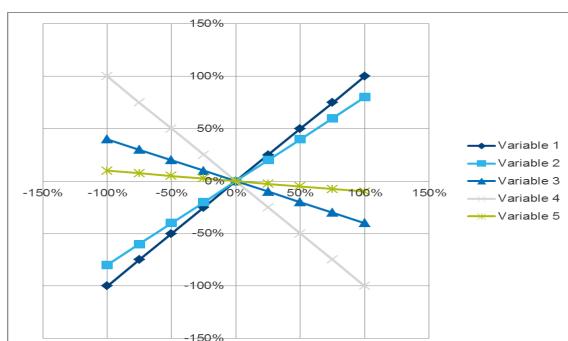


Диаграмма чувствительности
(Spider diagram)

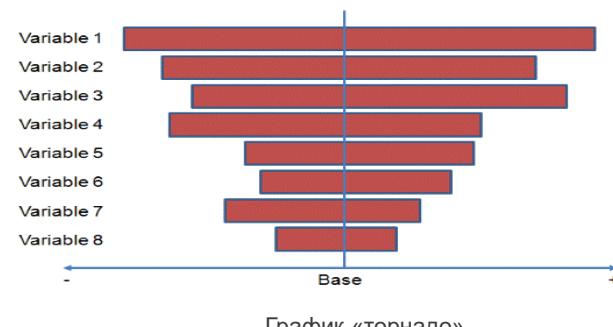


График «торнадо»
(Tornado chart)

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

Здесь показаны графики, как после расчёта прогноза просто проводить анализ чувствительности к каким-то параметрам неопределённости. Мы рассчитали профиля и потом оцениваем, насколько наше решение получилось устойчивым, т.е. варьируем какие-то параметры модели и с помощью «Spider» диаграммы или графика «торнадо» показываем, насколько сильно неопределённые параметры модели могут влиять на результат прогноза.

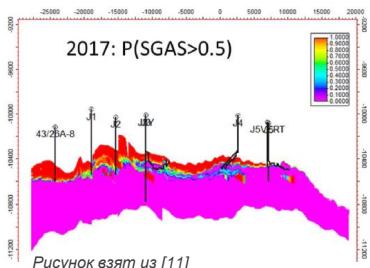
Это представлен случай, если мы варьируем по одному параметру модели за раз, но на самом деле у нас же есть взаимовлияние параметров, поэтому нужно придумать, как это оценить.

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



Как проанализировать множество расчетов?

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

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

Придуманы методы дизайна эксперимента (DoE), которые позволяют за небольшое число расчётов оценить разные сочетания варьируемых параметров. Но возникает вопрос: как анализировать результаты? У нас получилось несколько моделей. Один из способов анализа – это построить карты вероятности превышения выбранным параметром порогового значения. Допустим мы хотим оценить, будет ли у нас прорываться газ в скважину, пробуренную в какую-то точку. Мы рассчитали несколько моделей и дальше просто делим количество реализаций, в которых рассматриваемый параметр превышает пороговое значение, к общему числу реализаций. И таким образом получается некое подобие вероятности того, например, что в данной точке будет газ.

На рисунке показана карта вероятности того, что газонасыщенность будет больше 50%, т.е. мы следим за выполнением/невыполнением условия (например, больше ли 50% газонасыщенность) в каждой ячейке для каждой из моделей и делим количество моделей, в которых условие выполняется, на общее количество. Получаем что-то подобное вероятности.

3.33 Упражнение 7. Прогнозные расчёты

Упражнение 7. Прогнозные расчёты

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

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

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

3.34 Регламенты по созданию ГДМ

Регламенты по созданию ГДМ

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

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

Дальше небольшой рассказ про регламенты.

Есть регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей. Можно его в интернете найти.

Есть положение от ГКЗ и регламент от ЦКР. Тоже можно в интернете почитать, какие критерии

к моделям применяются для того, чтобы считать их адекватными.

3.35 Сравнительная характеристика ПО для ГДМ

Сравнительная характеристика ПО для ГДМ

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

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

И ещё 1 вопрос.

Есть много разных симуляторов, они могут выдавать отличающиеся результаты. Какой из этих результатов правильный?

У тех, кто создавал симуляторы, в самом начале тоже возникали эти вопросы, и придумали ряд сравнительных тестов для оценки результатов расчёта с некоторым набором эталонных расчётов.

Есть так называемые тесты SPE, ЦКР тоже придумал свои тесты, и в регламенте говорится, что симулятор обязательно должен пройти тесты SPE1 и SPE7, чтобы его результаты расчёта можно было принимать для проектных документов.

3.35.1 Тесты SPE

Сравнительная характеристика ПО для ГДМ. Тесты SPE

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

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

Здесь представлен список тестов SPE, их автор и год, когда они были предложены. Видно, что большинство тестов предложены на заре гидродинамического моделирования, когда ещё особо не было больших моделей месторождений.

Т.е. в тестах просто проверяется работа различных опций, корректно ли они в данном симуляторе считаются.

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					да
ARTEP (Research association of Institut Francais du Petrole, Elf Aquitaine, Total-CFP and Gas de France)	Sigma-Core						да				
British Petroleum (BP)	noname						да				
Chevron Oil Field Research Co	CRS-3D, NFRS, CHEARS	да									
Computer modeling group of Calgary (CMG)	STARS, ISCOM, IMEX	да									
Core Laboratories Inc	noname										
D&S Research Development Ltd	D&S	да									
Dancomp A/S	DANCOMP/RISO						да				
Energy Resource Consultants Limited (ERC)	TIGRESS										
Exploration Consultants Ltd. (ECL), INTERA Information Technologies(INT)	ECLIPSE 100/200	да					да	да	да	да	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)	SUPER										
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										
Japan Oil Engineering Co. (JOE)	noname										
Marathon Oil Co	noname										
McCord-Lewis Energy Services	noname										
Mobil Research and Development Corp	ALPURS	да	да								
Petek, The Petroleum Technology Research Inst.	noname										
Philips Petroleum Co.	noname										
Reservoir Simulation Research Corp (RSRC)	noname										
Scientific Software Corp (SSC)	noname										
Coats Engineering Inc.	SENSOR	да	да								
Shell Development Co	noname	да	да								
Simulation and Modeling Consultancy Ltd. (SMC)	GENESYS						да	да			
Societe Nationale Elf Aquitaine	noname										
Stanford University	noname										
Todd, Dietrich, and Chase, Inc. (TDC)	META								да	да	
Western Atlas Software	BLOS						да	да			
GeoQuest	Descent-VIP										
Landmark	ECLIPSE 100 and FRONTSIM									да	
Roxar	VIP									да	
Streamsim	Nextwell									да	
	RMSsimgrin									да	

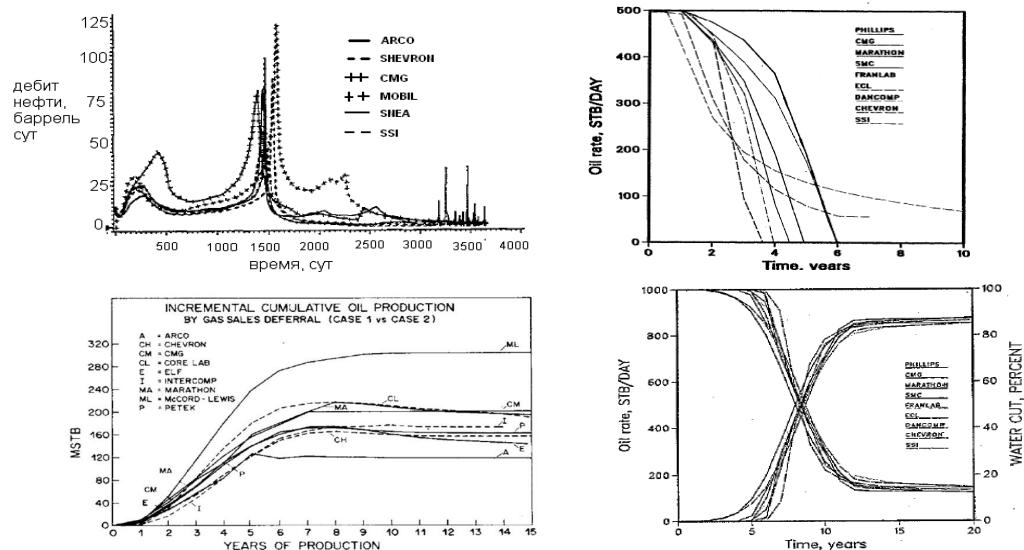
© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2020 г. | 193

Здесь большая таблица с мелкими буквами. Показано, какие из симуляторов участвовали в расчётах тестов. Результаты расчётов этих симуляторов стали эталонными (с этими результатами сравниваются расчёты симуляторов, которые появляются позже).

Какие-то из этих симуляторов уже не существуют, какие-то вообще представлены без названия

(noname; просто собственные разработки некоторых нефтяных компаний)

Тесты SPE



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

Здесь показаны графики различных параметров по результатам расчётов этих SPE тестов.

3.35.2 О недостатках тестов SPE

О недостатках тестов SPE

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

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

Здесь указаны недостатки тестов SPE.

Точность эталонных симуляторов остаётся неизвестной, т.е. нельзя сказать, что те симуляторы, которые использовались в 80-х годах, более точные, чем те, которые появились позже (ведь теперь есть новые более корректные методики).

О недостатках тестов SPE

- Кроме того, придуманы новые и усовершенствованы старые способы аппроксимации продуктивности, течения жидкости и газов в стволе скважины, потерь давления из-за неполного вскрытия и т.д.
- Даже в современных моделях при плотном разбуривании минимальное расстояние между соседними скважинами редко превышает 10 ячеек, то есть тестирование симулятора на грубой сетке остается актуальным
- Вместе с тем, правильность заложенных в программу аппроксимаций можно оценить (при отсутствии аналитического решения задачи) только при довольно большом измельчении сетки. Поэтому, было было 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

Новые симуляторы могут включать в себя новые (усовершенствованные) способы аппроксимации продуктивности, течения жидкости и газов в стволе скважины, потерь давления из-за неполного вскрытия и т.д., поэтому фактически новые симуляторы могут более точно рассчитывать параметры работы скважин, но эти результаты могут не совпадать с эталонными (и это не значит, что это плохо, просто эталон устарел).

3.35.3 Тесты центральной комиссии по разработке (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

В ЦКР тоже придумали свой набор тестов для проверки различных опций расчёта симулятора. Но здесь сравнение результатов производится не с другими симуляторами, а с известными точными аналитическими решениями или с эталонными физическими решениями, которые по-

лучены в лаборатории. Это позволяет исключить предвзятость, что какие-то симуляторы считаются эталонными, а какие-то неэталонными.

3.36 Основные проблемы моделирования

Основные проблемы моделирования

Групповая дискуссия:

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

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

3.37 Выводы

ВЫВОДЫ

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

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

При создании модели нужно исходить из принципов целесообразной экономичности, подбирать тип моделей, исходя из той задачи, которая решается, из того количества данных, которые

имеются, и из доступных программных продуктов, которые позволяют моделировать месторождение.

Перед созданием модели необходимо провести анализ разработки месторождения, верификацию данных.

На каждом этапе создания модели необходимо валидировать результаты на данные фактической эксплуатации так, чтобы в конце концов модель получилась непротиворечивой.

Методы, используемые при настройке модели на историю разработки, должны быть обоснованы с точки зрения геологии и физики пласта. Поскольку мы решаем обратную задачу, то в пределах допустимого диапазона неопределенности существует множество правильных вариантов настройки модели.

В итоге, результаты моделирования должны соответствовать критериям точности и адекватности.

3.38 Термины, определения, сокращения

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

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

3.39 Список литературы и источников информации

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 заливании 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

Проинтегрируем закон Дарси, записанный в дифференциальной форме, по участку вдоль направления фильтрации:

$$\int_{p_1}^{p_2} dp = \int_0^L -\frac{q}{A} \frac{\mu}{k} dx \quad (112)$$

$$p_2 - p_1 = -\frac{q}{A} \frac{\mu}{k} L \quad (113)$$

Получаем уравнение Дарси для линейного течения (линейный закон фильтрации Дарси):

$$q = \frac{k A}{\mu L} (p_1 - p_2) \quad (114)$$

4.1.2 Радиальное течение. Формула Дюпюи

Приравняв значение потоковой скорости, найденное из геометрии пласта, к значению, найденному из закона Дарси, получим дифференциальное уравнение притока флюида к скважине. Дюпюи составил и решил это дифференциальное уравнение для случая границы в виде цилиндрической области (для радиального режима течения).

$$\frac{Q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \Rightarrow \frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dp \Rightarrow Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (115)$$

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

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (116)$$

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:

$$S = \frac{\Delta P_s}{\frac{Q\mu}{2\pi kh}} \quad (117)$$

$$P_{wf} = P_e - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right) \quad (118)$$

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

4.3 Формула Дюпюи с учётом скин-эффекта

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \quad (119)$$

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.

$$Q = \frac{kh}{18.41 \cdot \mu} \frac{P_e - P_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S} = \frac{100 \text{ мД} \cdot \text{м}}{18.41 \cdot 1.5 \text{ сПз}} \frac{250 \text{ атм} - 100 \text{ атм}}{\ln\left(\frac{500 \text{ м}}{0.108 \text{ м}}\right) + 0} \approx 64 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (120)$$

4.5 Задача 1

Задача 1

- Определить давление на расстоянии x_1 (м) и x_2 (м) от скважины при плоско-радиальном движении несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации, считая, что проницаемость пласта k (Да), мощность пласта h (м), давление на забое скважины P_w (атм), радиус скважины r_w (см), вязкость нефти μ_0 (сПз), 1.1 объемный дебит скважины q (м³/сут)
- 1.2 Построить зависимость давления от расстояния
Написать макрос/скрипт, который при запуске будет выводить
- 1.3* построенный выше график
- 1.4 Сделать анализ чувствительности закона Дарси-Дюпюи
- 1.5 Вывод уравнений Дарси, Дарси-Дюпюи

Вариант	x_1 , м	x_2 , м	k , Да	h , м	P_w , атм	r_w , см	μ_0 , сПз	q , м ³ /сут
1	6	40		10	85	9	1	249
2	67	21	4	12	74	13	3	61
3	24	35	8	14	69	13	9	232
4	77	89	4	28	59	18	9	211
5	93	61	7	15	75	17	9	87
6	6	32	8	12	100	15	1	114
7	86	61	4	8	56	11	9	184
8	57	54	8	18	63	16	10	204
9	32	32	6	6	77	14	8	124
10	45	56	10	5	90	16	10	256
11	52	20	7	26	82	13	9	118
12	46	35	1	20	77	17	10	135
13	33	8	10	7	53	12	6	176
14	78	40	6	15	71	12	7	53
15	22	41	9	5	81	10	9	193
16	73	83	9	13	71	10	3	65
17	53	23	7	14	98	19	9	158
18	94	87	9	14	63	12	9	231
19	18	49	1	9	99	14	3	118
20	37	10	10	14	61	15	9	73
21	97	50	9	17	93	15	7	264
22	54	68	5	26	62	12	8	68
23	14	19	2	8	89	14	8	93
24	30	17	4	30	96	18	8	214
25	57	80	4	24	66	9	10	250

Вариант 16.

Давление на расстоянии x_1 :

$$P_{x_1} = P_w + \frac{18.41 \cdot Q\mu}{kh} \left(\ln\left(\frac{x_1}{r_w}\right) + S \right) = \\ = 71 \text{ атм} + \frac{18.41 \cdot 65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 3 \text{ сПз}}{9000 \text{ мД} \cdot 13 \text{ м}} \left(\ln\left(\frac{73 \text{ м}}{0.1 \text{ м}}\right) + 0 \right) \approx 71.2023 \text{ атм} \quad (121)$$

Давление на расстоянии x_2 :

$$P_{x_2} = P_w + \frac{18.41 \cdot Q\mu}{kh} \left(\ln\left(\frac{x_2}{r_w}\right) + S \right) = \\ = 71 \text{ атм} + \frac{18.41 \cdot 65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 3 \text{ сПз}}{9000 \text{ мД} \cdot 13 \text{ м}} \left(\ln\left(\frac{83 \text{ м}}{0.1 \text{ м}}\right) + 0 \right) \approx 71.2062 \text{ атм} \quad (122)$$

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:

$$r_D = \frac{r}{r_w}; \quad t_D = \frac{kt}{\varphi c_t r_w^2}; \quad P_D = \frac{2\pi k h}{q B \mu} (p_i - p) \quad (123)$$

Преимущества использования безразмерных переменных:

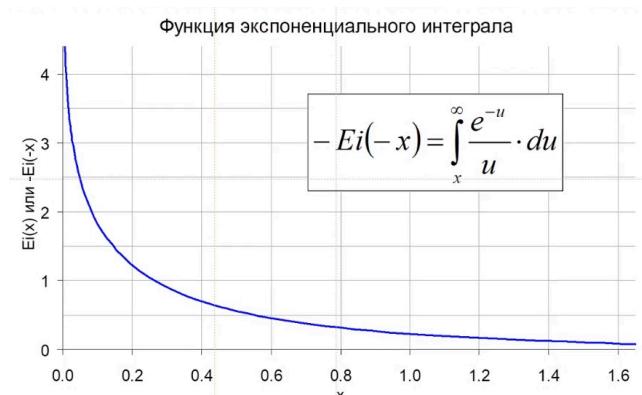
- 1) вид уравнений упрощается;
- 2) полученное один раз решение можно использовать для самых разных конфигураций;
- 3) безразмерные переменные – основа для метода палеточной интерпретации.

Решение в безразмерных переменных, записанное через интегральную показательную функцию:

$$P_D(r_D, t_D) = -Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right), \quad (124)$$

где

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (125)$$



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

$$P_D(r_D, t_D) \approx -\frac{1}{2} \left[\ln \frac{\gamma r_D^2}{4t_D} \right] = \frac{1}{2} \left[\ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right]. \quad (126)$$

Решение линейного стока:

$$P(r, t) = p_i - \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[-\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{\varphi\mu c_t r^2}{4kt} \right) \right]. \quad (127)$$

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

$$P(r, t) \approx p_i - \frac{1}{2} \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{kt}{\varphi\mu c_t r^2} + 0.80907 \right]. \quad (128)$$

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

$$P(r, t) \approx p_i - \frac{1}{2} \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{kt}{\varphi\mu c_t r^2} + 0.80907 \right]. \quad (129)$$

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

4.10 Задача 2

Задача 2

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

Вариант	k , мДа	t , мин	k_p , %	m_{i0} , сПз	$c_t \cdot 10^{-4}$ 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

Радиус исследований

$$r_{inv} = 0.037 \sqrt{\frac{kt}{\varphi \mu c_t}} = 0.037 \sqrt{\frac{32 \text{ мДа} \cdot 7343 \text{ мин}}{0.14 \cdot 10 \text{ сПз} \cdot 20 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{атм}}}} \approx 338.95 \text{ м} \quad (130)$$

График зависимости радиуса исследования от произведения проницаемости и времени построен по ссылке: [OPEN IN COLAB](#).

Решение обратной задачи

Зададим радиус исследования $r_{inv} = 100$ м, тогда:

$$kt = \varphi \mu c_t \left(\frac{r_{inv}}{0.037} \right)^2 = 0.14 \cdot 10 \text{ сПз} \cdot 20 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{атм}} \cdot \left(\frac{100 \text{ м}}{0.037} \right)^2 \approx 20452.89 \text{ мДа} \cdot \text{мин} \quad (131)$$

При проницаемости $k = 32$ мДа, время исследования будет составлять:

$$t \approx \frac{20452.89 \text{ мДа} \cdot \text{мин}}{32 \text{ мДа}} \approx 639 \text{ мин} \approx 10.65 \text{ ч.} \quad (132)$$

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

Запишем ЗСМ для флюида:

$$\frac{\partial r_f}{\partial t} + \partial_i (r_f v_i^f) = 0 \quad (133)$$

Закон Дарси в «школьной» форме:

$$Q = -\frac{\Delta p}{L} \frac{k}{\mu} S \quad (134)$$

Закон Дарси в дифференциальной форме:

$$W_i = -\frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p, \quad (135)$$

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:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} + \partial_i (\rho_f \varphi v_i^f) = 0 \quad (136)$$

Подставляя (135) в (136), получаем:

$$\frac{\partial (\rho_f \varphi)}{\partial t} - \partial_i \left(\rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \right) = 0 \quad (137)$$

Замыкающее соотношение (связь плотности флюида и давления):

$$\rho_f = \rho_f^0 (1 + c_f (p - p_0)), \quad (138)$$

где c_f – сжимаемость флюида (1/Па).

Замыкающее соотношение (связь пористости и давления):

$$\varphi = \varphi^0 + c_\pi (p - p_0), \quad (139)$$

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

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (138):

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} = c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \quad (140)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (138):

$$\partial_i \rho_f = c_f \rho_f^0 \partial_i p \quad (141)$$

Продифференцируем по времени замыкающее соотношение (139):

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = c_n \frac{\partial p}{\partial t} \quad (142)$$

Продифференцируем по пространству замыкающее соотношение (139):

$$\partial_i \varphi = c_n \partial_i p \quad (143)$$

Раскрывая производные произведений в (137), получаем:

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} \varphi + \rho_f \frac{\partial \varphi}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p \partial_i \rho_f - \rho_f \partial_j p \partial_i \left(\frac{k_{ij}}{\mu} \right) - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \quad (144)$$

Подставляя (140), (141), (142) и (143) в (144), получаем:

$$\begin{aligned} c_f \rho_f^0 \frac{\partial p}{\partial t} \varphi + \rho_f c_n \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_j p c_f \rho_f^0 \partial_i p - \frac{\rho_f}{\mu} \partial_j p \partial_i k_{ij} + \\ + \rho_f \partial_j p k_{ij} \frac{\partial \mu}{\partial p} \frac{1}{\mu^2} \partial_i p - \rho_f \frac{k_{ij}}{\mu} (\partial_i \partial_j p) = 0 \end{aligned} \quad (145)$$

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 Струхalia, 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:

$$p = \tilde{p} \cdot p_0, \quad (146)$$

где p_0 – пластовое давление.

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

$$\vec{r} = \tilde{r} \cdot L, \quad (147)$$

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

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

$$k_{ij} = \tilde{k}_{ij} \cdot k_0, \quad (148)$$

где k_0 – некая характерная проницаемость.

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

$$\mu = \tilde{\mu} \cdot \mu_0, \quad (149)$$

где μ_0 – некая характерная вязкость.

Все безразмерные функции (с волной) порядка единицы.

Перепишем (145) в введённых безразмерных величинах, разделив обе части этого уравнения на ρ_f^0 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_{\pi} \right) - \frac{k_0}{\mu_0 L^2} \frac{p_0^2}{\tilde{\mu}} c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0}{L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{p_0 k_0}{L^2 \mu_0} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{k}_{ij} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{k_0}{\mu_0} \frac{p_0}{L^2} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \end{aligned} \quad (150)$$

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

$$\begin{aligned} \frac{\mu_0 L^2}{k_0 p_0} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \left(\varphi c_f + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \cdot c_{\pi} \right) - p_0 c_f \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_i \tilde{p} \tilde{\partial}_j \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{k}_{ij} + \\ + \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\partial \tilde{\mu}}{\partial \tilde{p}} \frac{1}{\tilde{\mu}^2} \tilde{k}_{ij} \tilde{\partial}_j \tilde{p} \tilde{\partial}_i \tilde{p} - \frac{\rho_f}{\rho_f^0} \frac{\tilde{k}_{ij}}{\tilde{\mu}} (\tilde{\partial}_i \tilde{\partial}_j \tilde{p}) = 0 \end{aligned} \quad (151)$$

Сделаем 3 важных приближения:

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

Тогда уравнение (151) перепишется в следующем виде (убрали слагаемые с пренебрежимо малыми множителями в рамках сделанных приближений и вернулись от безразмерных функций с волной к обычным функциям):

$$\frac{\partial p}{\partial t} \underbrace{(\varphi c_f + c_{\pi})}_{c_t} - \frac{k_{ij}}{\mu} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (152)$$

(заметим, что если есть анизотропия проницаемости, то лапласиана в уравнении не будет). Получаем классическое уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu c_t} \partial_i \partial_j p = 0, \quad (153)$$

где c_t – это полная сжимаемость.

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

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_{ij}}{\mu \varphi c_t} \partial_i \partial_j p = 0 \quad (154)$$

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

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \delta_{ij} \partial_i \partial_j p = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_0}{\mu c_t} \Delta p = 0 \quad (155)$$

(получили всем известный вид уравнения пьезопроводности).

5 Практика 21.09.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 21.09.2022](#)

6 Практика 28.09.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 28.09.2022](#)

7 Практика 05.10.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 05.10.2022](#)

8 Практика 12.10.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 12.10.2022](#)

9 Практика 19.10.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 19.10.2022](#)

10 Практика 26.10.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 26.10.2022](#)

Запись защиты доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 26.10.2022](#)

11 Практика 02.11.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 02.11.2022](#)

12 Практика 09.11.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 09.11.2022](#)

Запись защиты доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 09.11.2022](#)

13 Практика 16.11.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА 16.11.2022](#)

Запись защиты доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 16.11.2022](#)

14 Практика 30.11.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 30.11.2022](#)

15 Практика 07.12.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись практики и защит доступна по ссылке: [GO TO ПРАКТИКА И ЗАЩИТЫ 07.12.2022](#)

16 Практика 14.12.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 14.12.2022](#)

17 Практика 21.12.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 21.12.2022](#)

18 Практика 23.12.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 23.12.2022](#)

19 Практика 28.12.2022 (Базыров И.Ш.)

Запись защит доступна по ссылке: [GO TO ЗАЩИТЫ 28.12.2022](#)