ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 57700.13— 2018

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Численное моделирование многофазной фильтрации. Верификация ПО

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Закрытым акционерным обществом «Т-Сервисы» (ЗАО «Т-Сервисы»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 700 «Математическое моделирование и высокопроизводительные вычислительные технологии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 февраля 2018 г. № 53-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2018

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины, определения и сокращения . . . 2
4 Рекомендуемые тесты для проведения верификации ПО . . . 2
4.1 Задача Баклея — Леверетта . . . 2
4.2 1-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 2
4.3 2-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 3
4.4 3-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 3
4.5 4-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 3
4.6 5-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 4
4.7 6-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 4
4.8 7-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 5
4.9 8-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 5
4.10 9-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 5
4.11 10-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников . . . 6
4.12 Тест на точность моделирования неполного вскрытия пласта . . . 6
4.13 Тест на точность моделирования горизонтальных и наклонных скважин . . . 6
4.14 Тест на точность моделирования установления гравитационного равновесия . . . 7
4.15 Тест на точность моделирования призабойной зоны вертикальной скважины . . . 7
4.16 Закачка холодной воды в трещину . . . 7
4.17 Моделирование разработки геотермальной системы в рамках пятиточечной схемы расположения скважин . . . 7
4.18 Моделирование разработки геотермальной системы с учетом совместного течения пласт — скважина . . . 8
4.19 Радиальное течение CO_2 от нагнетательной скважины . . . 8
4.20 Утечка CO_2 по трещине . . . 9
4.21 Закачка углекислого газа в многослойный пласт-коллектор . . . 9
4.22 Моделирование утечки углекислого газа по скважине . . . 9
4.23 Закачка углекислого газа в истощенное газовое месторождение . . . 10
4.24 Закачка углекислого газа в неоднородный пласт . . . 10
4.25 Расчет дегазации нефти в рамках стандартной модели «Черной нефти» . . . 10
4.26 Расчет фильтрации в пластах, описываемых неструктурированными сетками . . . 11
4.27 Двухфазная фильтрация в сложных анизотропных геологических объектах с нарушениями . . . 11
4.28 Тест на расчет фильтрации на неортогональных сетках . . . 11
5 Обзор параметров тестовых задач . . . 12
6 Требования к отчету по верификации ПО . . . 13
Библиография . . . 14

Введение

Данный стандарт посвящен требованиям к верификации программного обеспечения компьютерного моделирования (ПО КМ), предназначенного для численного моделирования многофазной фильтрации. Целью верификации является подтверждение корректности программной реализации выбранных математических моделей течений в пористой среде. Верификация других функциональных возможностей ПО КМ (ввод-вывод, пользовательский интерфейс и т. д.) рассматривается в ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207. Основной метод верификации ПО КМ — это решение тестовых задач, в идеале покрывающих весь код ПО КМ. Рекомендуемые тесты изложены в настоящем стандарте.

Для тестирования ПО КМ предлагается 28 тестовых задач, позволяющих проверить адекватность расчета на ПО различных фильтрационных течений. Для каждой тестовой задачи приведена формулировка функциональности ПО, адекватность реализации которой позволяет проверить краткое описание постановки задачи, результаты моделирования фильтрации и критерий качества, позволяющий определить прохождение теста.

В стандарте приведена обзорная таблица основных параметров тестовых задач.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Численное моделирование многофазной фильтрации. Верификация ПО

Numerical modeling of physical processes.
Numerical modeling of multiphase filtiation. Software verification

Дата введения — 2019—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт определяет общие требования к верификации программного обеспечения компьютерного моделирования, применяемого для численного моделирования многофазной фильтрации жидкостей и газов. Фильтрацией называется течение флюидов в проницаемой пористой среде. Течение может сопровождаться относительным движением фаз флюида, фазовыми превращениями, неизотермическими процессами, диффузией компонентов, теплопроводностью и т. д. В стандарте предлагаются тестовые задачи для верификации расчетов фильтрации в геофизических приложениях, в том числе расчетов фильтрации при разработке месторождений углеводородов, получения геотермальной энергии и захоронения отходов в недрах Земли. При выборе тестовых задач учитывается, что в отмеченных приложениях на фильтрацию существенно влияют физико-химические свойства флюида, его компонентный состав, фильтрационно-емкостные свойства скелета пористой среды, а также тепломассообмен со скважинами.

Настоящий стандарт применим для верификации программного обеспечения компьютерного моделирования при проведении его сертификации в соответствии с ГОСТ Р 57700.1 и ГОСТ Р 57700.2.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 57188 Численное моделирование физических процессов. Термины и определения

ГОСТ Р 57700.1 Численное моделирование для разработки и сдачи в эксплуатацию высокотехнологичных промышленных изделий. Сертификация программного обеспечения. Требования

ГОСТ Р 57700.2 Численное моделирование для разработки и сдачи в эксплуатацию высокотехнологичных промышленных изделий. Сертификация программного обеспечения. Общие положения

ГОСТ Р 57700.5 Численное моделирование физических процессов. Термины и определения в области механики течений в пористых средах

ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207 Информационная технология. Системная и программная инженерия. Процессы жизненного цикла программных средств

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57188 и ГОСТ Р 57700.5.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
ПО — программное обеспечение;
Функции ОФП — функции относительной фазовой проницаемости;
Данные PVT — соотношения между физическими/термодинамическими параметрами флюида.

4 Рекомендуемые тесты для проведения верификации ПО

4.1 Задача Баклея — Леверетта

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для адекватного расчета двухфазной фильтрации несмешивающихся флюидов.

Постановка: Рассматривается одномерное течение в однородной пористой среде. Моделируется течение в области конечной протяженности. В начальный момент времени пористая среда насыщена вытесняемым флюидом. На одной из двух границ задано постоянное давление, а на второй границе насыщенность нагнетаемого флюида равна единице и задан расход флюида (или давление). Капиллярное давление не учитывается. Флюиды несжимаемые, и их вязкости постоянны. Закачка приводит к распространению в резервуар фронта вытеснения и присоединенной волны Римана. Данная задача имеет аналитическое решение, описывающее распространение в резервуаре отмеченных волн. Аналитическое и численное решение данной задачи может быть построено при различных кривых относительной фазовой проницаемости и различных вязкостях флюидов [1].

Результаты моделирования: Распределение насыщенности вытесняющего флюида в выбранный момент времени.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с аналитическим решением [1], [2].

4.2 1-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяются:

- применимость ПО для адекватного расчета смешивающегося вытеснения в пористой среде;
- применимость ПО для адекватного расчета двухфазной фильтрации нефть-газ с учетом растворимости газа в нефти;
- базовые функциональные возможности ПО для моделирования вертикальных скважин на различных режимах.

Постановка: В рамках модели «Черной нефти» рассматривается секторная модель газового заводнения нефтяного пласта, находящегося в условиях недонасыщенной нефти. Пласт моделируется тремя слоями ячеек с неоднородным распределением проницаемости. Функции ОФП и данные PVT заданы в виде таблиц. Фильтрационная модель содержит две скважины — нагнетательную и добывающую, расположенные в противоположных углах сектора. Нагнетание газа происходит с заданным расходом, а добывающая скважина эксплуатируется при заданном дебите нефти с ограничением на минимальное забойное давление. Закачка газа приводит к смешивающемуся вытеснению нефти газом от нагнетательной к добывающей скважине. В процессе закачки газ прорывается к скважине, а режим работы добывающей скважины переключается с заданного дебита на заданное забойное давление. Моделируется повышение эффективности вытеснения нефти за счет снижения вязкости и увеличения объема (набухания) нефти при обогащении газом, то есть при растворении в ней газа [3].

Результаты моделирования: Дебит нефти; газонефтяной фактор на добывающей скважине; давление и насыщенность газа в ячейке модели пласта, в которой перфорирована добывающая скважина; давление в ячейке, в которой перфорирована нагнетательная скважина; распределение насыщенности газа в заданный момент времени.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [3].

4.3 2-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО:

- для адекватного расчета трехфазной фильтрации нефть-вода-газ;
- моделирования образования конуса подошвенной воды, вызванного работой вертикальной скважины;
- расчета начального капиллярно-гравитационного равновесия.

Постановка: В рамках модели «Черной нефти» рассматривается профильная осесимметричная задача фильтрации в околоскважинной зоне вертикальной скважины. Функции ОФП, кривые капиллярного давления и данные PVT заданы в виде таблиц. Моделируется разработка газонефтяного месторождения. Добывающая скважина перфорирована между газонефтяным и водонефтяным контактами. Скважина эксплуатируется с заданным изменяющимся со временем дебитом нефти и ограничением на забойное давление. Снижение давления, вызванное отбором нефти, приводит к прорыву газа из газовой шапки к перфорированному интервалу скважины и подъему подошвенной воды — конусообразованию. В результате дебит нефти снижается, а газонефтяной фактор и обводненность извлекаемой жидкости возрастают со временем. В процессе разработки пласта достигается ограничение на минимальное забойное давление [4].

Результаты моделирования: Дебиты нефти, газа и воды; газонефтяной фактор; обводненность; давление и насыщенность газа в заданных ячейках фильтрационной модели.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [4].

4.4 3-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО:

- для композиционного моделирования фильтрации;
- калибровки уравнения состояния пластового флюида к данным PVT.

Постановка: Рассматривается сектор пласта, насыщенного углеводородным конденсатом. Имеются одна добывающая скважина и одна нагнетательная. Моделируется разработка методом закачки в пласт отобранного углеводородного газа (сайклинг-процесс). По постановке задачи нагнетаемый газ — газ, полученный смешением газов всех трех стадий сепарации добываемого флюида. Снижение пластового давления вблизи добывающей скважины приводит к ретроградной конденсации — выпадению в пласте более тяжелой жидкой фазы. Закачка сухого газа сепарации способствует испарению конденсата и более полному извлечению углеводородов. Рассмотрено два случая постановки задачи. В первом случае в течение первых 10 лет используется постоянный объем нагнетаемого газа сепарации, после чего закачка останавливается и моделируется дальнейший отбор флюидов до полного истощения пласта. Во втором случае в течение пяти лет моделируется более высокий объем закачки газа, затем объем снижается, оставаясь постоянным в течение последующих пяти лет, и в дальнейшем закачка газа останавливается. Данная задача может быть рассчитана в рамках полного композиционного подхода, основывающегося на уравнении состояния, в рамках упрощенного метода, основывающегося на использовании коэффициентов распределения, а также может быть получено приближенное решение в рамках расширенной модели «Черной нефти» [5].

Результаты моделирования: Результаты расчета PVT исследований пластового флюида; дебит нефти и накопленная добыча нефти; насыщенность конденсата в выбранных ячейках сетки.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [5].

4.5 4-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета неизотермической фильтрации в задачах разработки месторождений тяжелой нефти.

Постановка: Рассматривается секторная модель месторождения легкой нефти. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью в состоянии гравитационного равновесия. Нефть моделируется смесью шести псевдокомпонент. Моделируется разработка пласта методом водогазового воздействия. В противоположных углах сектора расположены нагнетательная и добывающая скважины. Для добывающей скважины заданы дебит и ограничение на минимальное забойное давление. Через нагнетательную скважину в пласт попеременно нагнетаются вода и углеводородный газ, состоящий из легких углеводородных компонент. Компонентный состав нагнетаемого газа подобран таким образом, чтобы

вытеснение происходило при газонапорном режиме с конденсацией. Рассмотрены три случая задачи. В первом случае пластовое давление в результате отбора флюида снижается ниже давления насыщения пластовой нефти. Во втором случае пластовое давление поддерживается выше давления насыщения на уровне минимального давления смесимости. В третьем случае на начальном этапе среднее пластовое давление снижается ниже давления насыщения, а затем быстро поднимается до уровня минимального давления смесимости за счет закачки воды и углеводородного газа. Данная задача может быть рассчитана в полной композиционной постановке и в приближении четырехкомпонентной фильтрации, если углеводородная смесь моделируется тремя псевдокомпонентами. Кривые ОФП и капиллярного давления задаются таблицами [6].

Результаты моделирования: Дебиты воды и нефти; накопленная добыча воды и нефти; нефтепаровой фактор; забойное давление; потери тепла.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [6].

4.6 5-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО:

- для композиционного моделирования фильтрации;
- расчета многокомпонентной фильтрации;
- расчета водогазового воздействия на пласт.

Постановка: Рассматривается секторная модель месторождения легкой нефти. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью в состоянии гравитационного равновесия. Нефть моделируется смесью шести псевдокомпонент. Моделируется разработка пласта методом водогазового воздействия. В противоположных углах сектора расположены нагнетательная и добывающая скважины. Для добывающей скважины заданы дебит и ограничение на минимальное забойное давление. Через нагнетательную скважину в пласт попеременно нагнетаются вода и углеводородный газ, состоящий из легких углеводородных компонент. Компонентный состав нагнетаемого газа подобран таким образом, чтобы вытеснение происходило при газонапорном режиме с конденсацией. Рассмотрены три случая задачи. В первом случае пластовое давление в результате отбора флюида снижается ниже давления насыщения пластовой нефти. Во втором случае пластовое давление поддерживается выше давления насыщения на уровне минимального давления смесимости. В третьем случае на начальном этапе среднее пластовое давление снижается ниже давления насыщения, а затем быстро поднимается до уровня минимального давления смесимости за счет закачки воды и углеводородного газа. Данная задача может быть рассчитана в полной композиционной постановке и в приближении четырехкомпонентной фильтрации, если углеводородная смесь моделируется тремя псевдокомпонентами. Кривые ОФП и капиллярного давления задаются таблицами [7].

Результаты моделирования: Среднее пластовое давление; дебит нефти; накопленная добыча нефти; газонефтяной фактор; водонефтяной фактор; насыщенность нефти в заданной ячейке.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [7].

4.7 6-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета фильтрации в рамках модели двойной пористости.

Постановка: Моделируется фильтрация воды, нефти и газа в трещиноватой пористой среде. Функции ОФП и данные PVT заданы в виде таблиц. Рассмотрено несколько различных случаев, в каждом из которых присутствует продуктивная скважина с заданным дебитом жидкости и ограничением на забойное давление. Исследуется влияние капиллярного давления в трещинах на фильтрацию. В первом случае рассмотрена задача, содержащая одну расчетную ячейку. Добыча нефти приводит к появлению газовой фазы и перераспределению нефти и газа между блоками и трещинами. В остальных случаях рассмотрена профильная двухмерная задача о течении между двумя вертикальными скважинами. Во втором случае моделируется истощение пласта за счет энергии растворенного газа, а закачка флюидов не происходит. В третьем случае дополнительно моделируется обратная закачка газа, добываемого из пласта, для поддержания пластового давления. В четвертом случае пластовое давление поддерживается за счет закачки воды [8].

Результаты моделирования: Дебит нефти, газонефтяной фактор и обводненность для продуктивной скважины; давление в выбранных ячейках.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [8].

4.8 7-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета совместных течений пласт — горизонтальная скважина.

Постановка: В рамках модели «Черной нефти» рассматривается секторная модель недонасыщенного нефтяного пласта, разрабатываемого горизонтальной скважиной. Предполагается, что скважина расположена непосредственно над водонефтяным контактом. Приток подошвенной воды моделируется закачкой воды через другую горизонтальную скважину, расположенную под продуктивной скважиной. Нагнетательная скважина эксплуатируется на режиме заданного забойного давления, равного начальному пластовому давлению. Продуктивная скважина эксплуатируется в режиме заданного дебита нефти с ограничением на минимальное забойное давление. Течение флюидов в горизонтальной продуктивной скважине рассчитывается с учетом потерь давления на гидравлическое сопротивление. Добыча нефти сопровождается притоком подошвенной воды и увеличением обводненности. Рассмотрены различные случаи дебита и длины добывающей скважины. При высоком дебите нефти возможно образование свободной фазы газа [9].

Результаты моделирования: Дебит нефти и накопленная добыча нефти; дебит воды и накопленная добыча воды; газонефтяной фактор; водонефтяной фактор.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [9].

4.9 8-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяются функциональные возможности ПО при построении расчетных сеток.

Постановка: Рассматривается прямоугольный сектор нефтяного пласта в недонасыщенном состоянии. В двух противоположных углах сектора расположены две добывающие скважины, а в третьем углу — нагнетательная скважина. Моделируется газовое заводнение пласта. Закачка газа в пласт приводит к двухфазному течению от нагнетательной к добывающим скважинам. При этом растворение газа в нефти, сопутствующее снижение ее вязкости, и увеличение объема способствуют более полному вытеснению. Задача сформулирована в декартовой расчетной сетке. Необходимо построить более грубую сетку с минимальным числом ячеек, в которой результаты расчета течения не отличаются от результатов расчета на подробной декартовой сетке [10].

Результаты моделирования: Газонефтяной фактор и забойное давление на добывающих скважинах.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [10].

4.10 9-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета

- трехфазной фильтрации нефть-вода-газ;
- фильтрации со сложными нелинейными кривыми капиллярного давления.

Постановка: В рамках модели «Черной нефти» рассматривается секторная модель наклонного недонасыщенного нефтяного пласта, вскрытого 25 продуктивными скважинами. Пластовое давление поддерживается с помощью закачки воды через одну нагнетательную скважину, перфорированную за контуром нефтеносности. Функции ОФП и данные PVT заданы в виде таблиц. Проницаемость имеет существенно неоднородное распределение. Численное моделирование разработки пласта осложняется быстрым изменением капиллярного давления между фазами воды и нефти при незначительном изменении насыщенности. Все продуктивные скважины эксплуатируются с заданным изменяющимся со временем дебитом [11].

Результаты моделирования: Дебит нефти; газонефтяной фактор; обводненность скважин; забойное давление.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [11].

4.11 10-я тестовая задача Общества инженеров-нефтяников

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для:

- ремасштабирования моделей пластов;
- расчета двухфазной несмешивающейся фильтрации.

Постановка: Моделируется двухфазная фильтрация в пористом резервуаре с неоднородным распределением пористости и проницаемости. Рассматриваются два случая постановки задачи. В первом случае рассматривается двухмерная профильная задача с нагнетательной и продуктивной скважинами, расположенными в противоположных углах расчетной области. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью. Разработка пласта моделируется закачкой газа в предположении несмешивающегося вытеснения (газ не растворяется в нефти). Расчетная сетка содержит 2000 ячеек. Во втором случае рассматривается трехмерное течение в прямоугольном секторе пласта. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью в состоянии недонасыщения, а разработка моделируется закачкой воды по пятиточечной схеме. Закачка воды происходит через четыре скважины, расположенные по углам расчетной области, а продуктивная скважина расположена в центре сектора. Расчетная сетка содержит 1,1 млн ячеек. В каждом случае необходимо провести ремасштабирование модели — построить приближенную модель пласта на грубой сетке. Результаты расчета течения в полной постановке и в рамках ремасштабированной модели должны мало различаться [12].

Результаты моделирования: Накопленная добыча нефти; дебит нефти; обводненность скважины, среднее пластовое давление.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [12].

4.12 Тест на точность моделирования неполного вскрытия пласта

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета однофазного течения у забоя скважины, не полностью вскрывающей пласт.

Постановка: Рассматривается осесимметричная профильная задача фильтрации с одиночной скважиной. В начальный момент времени вне радиуса контура питания скважины пласт насыщен водой, а внутри контура питания — нефтью. Рассматривается случай неполного вскрытия пласта скважиной. Интервал перфорации скважины имеет длину меньше толщины пласта, причем начало интервала перфорации скважины совпадает с кровлей пласта. Отбор жидкости из пласта происходит на режиме заданного забойного давления. На контуре питания поддерживается постоянное давление, равное начальному пластовому давлению. Данные PVT и функции ОФП задаются аналитическими соотношениями. Капиллярное давление пренебрегается. Необходимо рассчитать фильтрацию на различных сетках при различных относительных вскрытиях пласта [13].

Результаты моделирования: График зависимости дебита скважины от относительного вскрытия пласта.

Критерий качества: Результаты моделирования совпадают с приближенным аналитическим решением [13].

4.13 Тест на точность моделирования горизонтальных и наклонных скважин

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета однофазного течения у забоя горизонтальной скважины.

Постановка: Рассматривается задача расчета притока нефти к двухствольной горизонтальной скважине. Стволы скважины ответвляются от основного ствола в центре моделируемой области фильтрации, направлены в противоположные стороны, проходя посередине толщи пласта параллельно его кровле и подошве. Оба боковых ствола перфорированы по всей длине. В начальный момент времени внутри кругового контура питания вокруг скважины пласт насыщен нефтью, а вне контура — водой. Скважина работает при заданном забойном давлении, а на контуре питания поддерживается начальное пластовое давление. Данные PVT и функции ОФП задаются явными соотношениями. Используется прямоугольная декартовая сетка. Необходимо рассчитать течения при различных ориентациях горизонтальных стволов скважины относительно координатных линий сетки. Результат расчета не должен зависеть от ориентации скважины [13].

Результаты моделирования: График зависимости дебита от угла ориентации горизонтальной скважины.

Критерий качества: Рассчитываемый дебит не зависит от угла ориентации горизонтальной скважины [13].

4.14 Тест на точность моделирования установления гравитационного равновесия

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухфазной несмешивающейся фильтрации в поле силы тяжести.

Постановка: В верхнюю часть однородного по пористости и вертикальной проницаемости пласта в начальный момент времени помещена вода, а в нижнюю — нефть. Принимается, что на флюиды действуют только гравитационные силы. Из-за различия плотностей фаз течение воды будет направлено вниз, а течение нефти — вверх. При больши́х временах вся нефть скопится в верхней части пласта, а вода — в нижней, то есть начальное распределение насыщенности нефти симметрично отразится относительно центра пласта. Данные PVT и функции ОФП заданы аналитическими соотношениями [13].

Результаты моделирования: Распределение насыщенности нефти в заданные моменты времени.

Критерий качества: Результаты моделирования совпадают с аналитическим решением задачи, опубликованным в [13].

4.15 Тест на точность моделирования призабойной зоны вертикальной скважины

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета:

- двухфазной несмешивающейся фильтрации;
- течения в призабойной зоне скважины.

Постановка: Рассматривается площадная задача двухфазной фильтрации, описывающая заводнение нефтяного пласта по пятиточечной схеме. Однородный горизонтальный пласт вскрывается системой с шахматным расположением добывающих и нагнетательных скважин. Все добывающие и нагнетательные скважины полностью вскрывают пласт и работают при заданном забойном давлении. Закачка воды приводит к распространению фронтов вытеснения от нагнетательных к добывающим скважинам. Данные PVT и функции ОФП заданы явными соотношениями. Капиллярное давление предполагается пренебрежимо малым. Необходимо определить жидкостные дебиты скважин, используя различные расчетные сетки, такие, чтобы элемент размещения скважин содержал различное число ячеек. Результаты расчета не должны зависеть от разрешения разностной сетки [13].

Результаты моделирования: Зависимость дебита от разрешения разностной сетки.

Критерий качества: Дебит не зависит от разрешений расчетной сетки.

4.16 Закачка холодной воды в трещину

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета неизотермической однокомпонентной однофазной фильтрации с учетом теплообмена с непроницаемыми породами.

Постановка: Моделируется неизотермическое течение воды в вертикальной трещине в геотермальном резервуаре, вызванное отбором жидкости через скважину, пересекающую трещину, и нагнетанием воды через точечный источник. Течение в трещине подчиняется закону фильтрации Дарси. Нагнетание холодной воды приводит к снижению температуры в трещине. Трещина окружена непроницаемыми породами, в которых из-за теплообмена с трещиной температура может изменяться [14].

Результаты моделирования: Температура на забое продуктивной скважины в зависимости от времени; распределение температуры в трещине в заданный момент времени.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [14].

4.17 Моделирование разработки геотермальной системы в рамках пятиточечной схемы расположения скважин

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета:

- неизотермической двухфазной фильтрации воды и водяного пара;
- фильтрации в рамках модели двойной пористости.

Постановка: Рассматривается площадная задача фильтрации в нагретом геотермальном пласте, который сложен из непроницаемых блоков, разделенных трещинами. В рамках модели двойной пористости моделируется фильтрация флюида по трещинам с учетом теплообмена с непроницаемыми блоками. В начальный момент времени пласт насыщен водой в состоянии термодинамического равновесия с паром. Моделируется получение геотермальной энергии в рамках закачки холодной воды и извлечения пара. Разработка ведется с помощью системы скважин, расположенных по пятиточечной схеме. В центре элемента схемы расположена нагнетательная скважина, через которую в пласт закачивается холодная вода. Задана приемистость скважины. По углам элемента схемы расположены добывающие скважины, работающие в режиме заданного массового дебита пара. Снижение давления на забое добывающих скважин приводит к испарению воды — образуется свободная фаза водяного пара. Данные PVT и кривые ОФП заданы явными соотношениями. Данная задача рассматривается при различных размерах непроницаемых блоков, а также в рамках модели эффективной пористой среды (одинарная пористость) [15].

Результаты моделирования: В заданный момент времени распределение температуры вдоль прямой, соединяющей нагнетательную и добывающую скважины.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [15].

4.18 Моделирование разработки геотермальной системы с учетом совместного течения пласт — скважина

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета:

- неизотермической двухфазной фильтрации воды и водяного пара;
- совместных течений пласт — скважина.

Постановка: Рассматривается одномерная задача неизотермической фильтрации в геотермальном пласте. В начальный момент времени пласт насыщен двухфазной смесью воды и водяного пара в условиях термодинамического равновесия. Пласт вскрывается одиночной скважиной, что приводит к падению пластового давления, испарению воды и осесимметричному притоку флюида к скважине. На удалении от скважины поддерживаются начальные пластовые условия. Скважина работает на режиме постоянного устьевого давления. Задана таблица, связывающая расход многофазного флюида по стволу скважины и забойное давление. Данная таблица используется для расчета течения в скважине при совместном расчете течения пласт — скважина. Данные PVT и кривые ОФП заданы явными соотношениями [15].

Результаты моделирования: Забойное давление; массовый расход флюида и его энтальпия; пластовое давления (в ячейке, в которой перфорирована скважина).

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [15].

4.19 Радиальное течение CO_2 от нагнетательной скважины

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета трехфазной смешивающейся фильтрации трехкомпонентного флюида CO_2-H_2O-NaCl с учетом осаждения твердой фазы соли на скелет породы.

Постановка: Рассматривается одномерная задача о течении углекислого газа от нагнетательной скважины в пласт бесконечной протяженности. В начальный момент времени пласт насыщен соленой водой. Учитываются фазовые переходы: выпадение соли в осадок, испарение H_2O в газовую фазу и растворение CO_2 в жидкой фазе. Закачка газа приводит к полному испарению воды и выпадению в осадок твердой фазы соли в призабойной зоне скважины. В результате поровое пространство забивается солью, а проницаемость снижается. Функции ОФП задаются явными аналитическими соотношениями, а данные PVT задаются уравнениями состояния. По постановке данная задача автомодельная — распределения параметров фильтрации в различные моменты времени подобны друг другу [16].

Результаты моделирования: Распределения давления, насыщенности жидкости, твердой фазы и газа, солености воды и массовой доли паров воды в выбранный момент времени.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [16].

4.20 Утечка CO_2 по трещине

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухфазной смешивающейся фильтрации двухкомпонентного флюида CO_2-H_2O.

Постановка: Рассматривается одномерное течение по вертикальной трещине. В начальный момент времени трещина насыщена водой в условиях гидростатического распределения давления. На верхней границе трещины задается постоянное давление. На нижней границе задается повышенное постоянное давление, а насыщенность углекислого газа равна единице. Таким образом, предполагается, что нижняя граница трещины сообщается с резервуаром, насыщенным углекислым газом. Из-за эффекта плавучести углекислый газ будет подниматься (всплывать) по трещине. Данный процесс будет сопровождаться фазовыми переходами, то есть растворением газа в воде и испарением воды в газовую фазу. Функции ОФП заданы явными соотношениями. Данные PVT заданы уравнением состояния [17].

Результаты моделирования: Распределения давления, насыщенности газа, массовой концентрации углекислого газа в жидкой фазе и массовой концентрации водяного пара в газовой фазе; потоки углекислого газа и воды на верхней и нижней границах трещины.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [17].

4.21 Закачка углекислого газа в многослойный пласт-коллектор

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета трехфазной смешивающейся фильтрации трехкомпонентного флюида CO_2-H_2O-NaCl с учетом осаждения твердой фазы соли на скелет породы.

Постановка: Рассматривается профильная двухмерная задача о закачке углекислого газа в коллектор, который сложен из высокопроницаемых пород, разделенных низкопроницаемыми пропластками. Коллектор насыщен соленой водой. Закачка газа моделируется точечным источником, расположенным у подошвы пласта. Учитываются фазовые переходы, в частности испарение воды в газовую фазу и растворение газа в воде. Из-за контраста плотностей газ всплывает к кровле пласта, накапливаясь под низкопроницаемыми пропластками. Закачка газа приводит к полному испарению жидкой фазы и выпадению осадка твердой фазы соли вблизи области закачки газа. Учитывается сопутствующее снижение проницаемости. Данные PVT задаются уравнениями состояния. Функции ОФП и кривые капиллярного давления задаются явными аналитическими соотношениями, причем используются различные кривые в высокопроницаемых породах и низкопроницаемых пропластках [16].

Результаты моделирования: Распределение насыщенности газа в выбранный момент времени и динамика изменения насыщенности газа, жидкости и твердой фазы в выбранных ячейках сетки; потоки газа из ячейки, в которой расположен точечный источник, в соседние ячейки.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [16].

4.22 Моделирование утечки углекислого газа по скважине

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухкомпонентной трехфазной смешивающейся неизотермической фильтрации.

Постановка: Рассматривается профильная задача фильтрации в коллекторе, который сложен из двух пластов, разделенных непроницаемыми породами. Между пластами возможен переток флюидов через остановленную скважину, изолированную от поверхности выше пластов. В начальный момент времени пласты насыщены водой в условиях гидростатического равновесия. В нижележащий пласт через вторую нагнетательную скважину происходит закачка углекислого газа. Задана приемистость скважины. Из гравитационного влияния газ растекается по кровле нижнего пласта, достигая остановленной скважины. Данный процесс сопровождается утечкой (перетоком) газа в верхний пласт. Рассматриваются два случая: в первом случае предполагается, что течение изотермическое, а газ и вода не смешиваются. Во втором случае учитываются фазовые переходы: растворение газа в воде, испарение воды в газовую фазу и возможность расслоения углекислого газа на жидкую и газовую фазы при утечке по скважине. Также учитываются температурные эффекты при фазовых переходах. Данные PVT задаются уравнением состояния, а функции ОФП — явными соотношениями [18].

Результаты моделирования: Расход углекислого газа между пластами по стволу остановленной скважины.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [18].

4.23 Закачка углекислого газа в истощенное газовое месторождение

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухкомпонентной однофазной фильтрации с учетом молекулярной диффузии компонентов пластового флюида.

Постановка: Рассматривается площадная задача о закачке углекислого газа в истощенное газовое месторождение с целью повышения извлечения углеводородного газа. В начальный момент времени пласт насыщен углеводородным газом в условиях гравитационного равновесия. Газовое заводнение рассматривается в рамках пятиточечной схемы расположения скважин. Рассматриваются два случая распределения проницаемости: в первом случае проницаемость имеет однородное распределение, а во втором случае она дифференцирована по глубине — для различных слоев модели пласта задается различная проницаемость. Для нагнетательных скважин задана приемистость, а добывающие скважины работают при заданном забойном давлении. Закачка углекислого газа приводит к вытеснению углеводородного газа к добывающим скважинам. При этом в модели учитывается диффузионное перемешивание компонентов. Данные PVT заданы уравнением состояния. Коэффициенты молекулярной диффузии — константы. Расчет проводится до момента времени, когда массовая доля углекислого газа в добываемом газе возрастает до 20 % [18].

Результаты моделирования: Массовые дебиты углекислого газа и углеводородного газа.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [18].

4.24 Закачка углекислого газа в неоднородный пласт

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухкомпонентной двухфазной смешивающейся фильтрации с учетом гистерезиса кривых ОФП.

Постановка: Рассматривается закачка углекислого газа в водонасыщенный пласт, осложненный наличием геологических нарушений и неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств. В начальный момент времени пласт насыщен водой в условиях гидростатического равновесия. На латеральных границах пласта поддерживается начальное давление. Закачка углекислого газа происходит через вертикальную скважину с заданным постоянным расходом. После периода нагнетания скважина останавливается. Из-за гравитационных эффектов закачка газа сопровождается его накоплением и растеканием вдоль кровли пласта. При этом учитываются фазовые переходы: растворение газа в воде и испарение воды в газовую фазу. Данные PVT задаются уравнением состояния, а кривые ОФП — таблицами. Рассмотрено два случая задачи. В первом случае используются одинаковые кривые ОФП для процессов вытеснения и пропитки. Во втором случае учитываются гистерезисные явления, связанные с различием кривых вытеснения и пропитки [18].

Результаты моделирования: Распределение насыщенности газа в верхнем слое модели; масса углекислого газа в свободной фазе и в растворенном виде.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [18].

4.25 Расчет дегазации нефти в рамках стандартной модели «Черной нефти»

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухфазной смешивающейся фильтрации.

Постановка: Рассматривается площадная задача притока нефтегазовой смеси к одиночной скважине с однородного изотропного пласта. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью при давлении выше давления насыщения. Моделируется отбор флюида через скважину, сопровождающийся снижением давления в призабойной зоне и появлением свободной газовой фазы. Принимается, что гравитационные эффекты пренебрежимо малы и течение имеет плоскорадиальный характер. Данные PVT нефтегазовой смеси задаются таблицами в рамках модели нелетучей нефти. Функции ОФП задаются явными соотношениями. Капиллярное давление пренебрегается. Данная задача по постановке автомодельная, поэтому распределения параметров в пласте в различные моменты времени подобны друг другу. Это условие подобия используется для проверки корректности расчета фильтрации. Данная задача может быть рассчитана в полярной и декартовой системе координат [19].

Результаты моделирования: Распределение насыщенности газа.

Критерий качества: Распределения насыщенности газа в различные моменты времени подобны друг другу.

4.26 Расчет фильтрации в пластах, описываемых неструктурированными сетками

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухфазной несмешивающейся фильтрации на неструктурированных сетках.

Постановка: Моделируется разработка сектора недонасыщенного нефтяного пласта методом заводнения. По углам прямоугольного сектора расположены две скважины — нагнетательная и добывающая. Для нагнетательной скважины заданы приемистость и ограничение на максимальное забойное давление, для добывающей скважины заданы дебит и ограничение на минимальное забойное давление. Закачка в пласт воды приводит к распространению от нагнетательной к добывающей скважине фронта вытеснения. Данные PVT заданы аналитическими соотношениями, а функции ОФП — таблицами. Капиллярное давление пренебрегается. Данное течение рассчитывается в двух вариантах: на структурированной декартовой сетке и на неструктурированной сетки. Для двух расчетов проводится сравнение показателей работы добывающей скважины: накопленная добыча воды, нефти, жидкости, обводненность, забойное давление. Результаты расчета на структурированной и неструктурированной сетках должны совпадать [19].

Результаты моделирования: Накопленная добыча воды, нефти, жидкости; обводненность; забойное давление на добывающей скважине.

Критерий качества: Распределения насыщенности газа в различные моменты времени подобны друг другу.

4.27 Двухфазная фильтрация в сложных анизотропных геологических объектах с нарушениями

Тестируемая функциональность ПО: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухфазной несмешивающейся фильтрации в анизотропной пористой среде.

Постановка: Рассматривается сектор нефтяного пласта. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью в условиях гидростатического равновесия. Моделируется разработка пласта в рамках закачки воды через одну нагнетательную скважину и отбором жидкости через две добывающие скважины. Скважины работают в условиях постоянных приемистости и дебитов с ограничениями на забойное давление. Данные PVT заданы аналитическими соотношениями, а кривые ОФП — таблицами. Капиллярное давление пренебрегается. Фильтрация в пласте осложняется анизотропным однородным распределением проницаемости и наличием непроницаемого разлома. Закачка воды приводит к развитию фильтрационного течение вокруг разлома и в конечном счете к прорыву воды к добывающим скважинам [19].

Результаты моделирования: Динамика обводненности добывающих скважин; распределение насыщенности нефти в момент прорыва воды к первой скважине.

Критерий качества: Совпадение результатов моделирования с эталонными результатами, опубликованными в [19].

4.28 Тест на расчет фильтрации на неортогональных сетках

Тестируемая функциональность: В рамках данной задачи проверяется применимость ПО для расчета двухфазной несмешивающейся фильтрации на неортогональных сетках.

Краткое описание постановки задачи: Рассматривается профильная задача в однородном изотропном сильнонаклонном пласте. В вертикальном сечении ячейки расчетной сетки имеют форму параллелограмма. В начальный момент времени пласт насыщен нефтью в условиях гидростатического равновесия. Моделируется разработка пласта двумя скважинами, расположенными по краям пласта, и одной нагнетательной скважиной, расположенной в центре. Интервалы перфорации трех скважин расположены на одинаковой абсолютной глубине. Через нагнетательную скважину происходит закачка воды. Заданы постоянные приемистость нагнетательной скважины и дебиты добывающих скважин, с ограничениями на забойное давление. Данные PVT заданы аналитическими соотношениями, а кривые ОФП — таблицами. Капиллярное давление пренебрегается. Данная задача рассчитывается на двух различных сетках. В первом случае используется декартовая прямоугольная сетка, а во втором случае — косоугольная неортогональная сетка [13].

Результаты моделирования: Распределение насыщенности нефти в заданные моменты времени.

Критерий качества: Совпадение результатов расчета на ортогональной и неортогональной сетках.

5 Обзор параметров тестовых задач

В приведенной ниже таблице 1 дается обзор параметров предложенных тестовых задач. В частности, в таблице 1 формулируется:

- имеет ли предложенная тестовая задача точное аналитическое решение (под точным решением здесь также понимаются случаи, когда решение задачи может быть сведено к решению системы обыкновенных дифференциальных уравнений);
- максимальное число фаз, на которые может расслаиваться флюид;
- число компонентов пластового флюида;
- тип течения; отмечаются типичные фазовые состояния, происходят ли фазовые переходы и неизотермические явления;
- способ задания функций ОФП, кривых капиллярного давления и данных PVT.

Данная таблица может быть полезна при выборе задач для тестирования конкретного ПО.

Таблица 1 — Обзор параметров тестовых задач

№	Точное решение (сущ./не сущ.)	Число фаз	Число компонентов	Тип течения	Смеш./несмеш. течение	Изотерм./ неизотерм. течение	Функции ОФП и капиллярного давления	Данные PVT
4.1	сущ.	2	2	—	несмеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.2	не сущ.	3	3	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.3	не сущ.	3	3	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.4	не сущ.	3	5+	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.5	не сущ.	3	2 или 4	нефть-вода-газ	смеш.	неизотерм.	таблицы	явные соотношения
4.6	не сущ.	3	4+	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	уравнение состояния
4.7	не сущ.	3	3	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.8	не сущ.	3	3	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.9	не сущ.	2	2	нефть-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.10	не сущ.	3	3	нефть-вода-газ	смеш.	изотерм.	таблицы	таблицы
4.11	не сущ.	2	2	нефть-газ и нефть-вода	несмеш.	изотерм.	таблицы	явные соотношения
4.12	сущ.	1 (2)	1 (2)	нефть (-вода)	несмеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.13	не сущ.	1 (2)	1 (2)	нефть (-вода)	несмеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения

Окончание таблицы 1

№	Точное решение (сущ./не сущ.)	Число фаз	Число компонентов	Тип течения	Смеш./несмеш. течение	Изотерм./ неизотерм. течение	Функции ОФП и капиллярного давления	Данные PVT
4.14	сущ.	2	2	нефть-вода	несмеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.15	сущ.	2	2	нефть-вода	несмеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.16	не сущ.	1	1	вода	смеш.	неизотерм.	—	явные соотношения
4.17	не сущ.	2	1	вода-пар	смеш.	неизотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.18	не сущ.	2	1	вода-пар	смеш.	неизотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.19	не сущ.	3	3	вода-газ-соль	смеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.20	не сущ.	2	3	вода-газ-соль	смеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.21	не сущ.	3	3	вода-газ-соль	смеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.22	не сущ.	3	2	вода-конденсат-газ	смеш.	неизотерм.	явные соотношения	явные соотношения или уравнение состояния
4.23	не сущ.	1	2	газ	смеш.	изотерм.	—	явные соотношения
4.24	не сущ.	2	2	вода-газ-соль	смеш.	изотерм.	явные соотношения	явные соотношения
4.25	сущ.	2	2	нефть-вода	смеш.	изотерм.	явные соотношения	таблицы
4.26	не сущ.	2	2	нефть-вода	несмеш.	изотерм.	таблицы	явные соотношения
4.27	не сущ.	2	2	нефть-вода	несмеш.	изотерм.	таблицы	явные соотношения
4.28	не сущ.	2	2	нефть-вода	несмеш.	изотерм.	таблицы	явные соотношения

6 Требования к отчету по верификации ПО

Отчет по верификации ПО должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 57700.1.

Библиография

[1] Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacements in sands // Transactions of the AIME 1942. V. 146. P. 107—116.

[2] Баренблат Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984, 211 с.

[3] Odeh A. Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem // J. Petrol. Tech. 1981. V. 33. P. 13—25. DOI: 10.2118/9723-PA.

[4] Weinstein H.G., Chappelear J.E., Nolen J.S. Second comparative solution project: A three-phase coning study // J. Petrol. Tech. 1986. V. 38(3). P. 345—353. DOI: 10.2118/10489-PA.

[5] Kenyon D. Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs // J. Petrol. Tech. 1987. V.39. № 8. P. 981—997. DOI: 10.2118/12278-PA.

[6] Aziz K., Ramesh A.B., Woo P.T. Fourth SPE Comparative solution project: Comparison of steam injection simulators // J. Petrol. Tech. 1987. V. 39. № 12. P. 1576—1584. DOI: 10.2118/13510-PA.

[7] Killough J.E., Kossack C.A. Fifth SPE comparative solution project: Evaluation of miscible flood simulators // SPE Symposium on Reservoir Simulation, 1-4 February 1987. San Antonio, Texas. P. 55—73. DOI: 10.2118/16000-MS.

[8] Firoozabadi A., Thomas L.K. Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual-Porosity Simulators // J. Petrol. Tech. 1990. V.42. № 6. P. 710—715. DOI: 10.2118/18741-PA.

[9] Nghiem L., Collins D.A., Sharma R. Seventh SPE Comparative Solution Project: Modelling of Horizontal Wells in Reservoir Simulation // SPE Symposium on Reservoir Simulation, 17—20 February, Anaheim, California, 1991. SPE-21221-MS. DOI: 10.2118/21221-MS.

[10] Quandalle P. Eighth SPE Comparative Solution Project: Gridding Techniques in Reservoir Simulation. SPE Symposium on Reservoir Simulation, 28 February — 3 March, New Orleans, Louisiana, 1993. DOI: 10.2118/25263-MS.

[11] Killough J.E. Ninth SPE Comparative Solution Project: A Reexamination of Black-Oil Simulation // 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Feb 12—15, 1995. DOI: 10.2118/29110-MS.

[12] Cristie M.A., Blunt M.J. 2001 Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques // SPE Res. Eval. Eng. V.4. № 4. P. 308—317. DOI: 10.2118/72469-PA.

[13] Майер В.П. О тестировании гидродинамических фильтрационных моделей // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. — № 1. — С. 68—78.

[14] Pruess K., Bodvarsson G.S. Thermal effects of reinjection in geothermal reservoirs with major vertical fractures // J. Pet. Tech. 1984. V. 36. № 10. P. 1567—1578. DOI: 10.2118/12099-PA.

[15] Pruess K., Oldenburg C., Moridis G. TOUGH2 User's Guide, Version 2. Lawrence Berkley National Laboratory Report, 1999 (Revised 2012). LBLN-43134.

[16] Pruess K., Garcia J., Kovcek T., Oldenburg C., Rutqvist J., Steefel C., Xu T. Code Intercomparison Builds Confidence in Numerical Simulation Models for Geologic Disposal of CO_2. // Energy, 2004. V. 29. № 9—10. P. 1431—1444. DOI:10.1016/j.energy.2004.03.077.

[17] Pruess K., Garcia J. Multiphase flow dynamics during CO_2 injection into saline aquifers// Envirom. Geol. 2002. V. 42. P. 282—295. DOI:10.1007/s00254-001-0498-3.

[18] Class H. et al. A benchmark study on problems related to CO_2 storage in geological formations // Comput. Geosci. 2009. V.13. № 4. P. 409—434. DOI:10.1007/s10596-009-9146-x.

[19] Некрасов А.А. Тесты и методики испытания программного обеспечения моделирования разработки месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. 2008. — № 1. — С. 54—64.

УДК 519.642.2:006.354 ОКС 35.020

Ключевые слова: моделирование, численное моделирование, физические процессы, верификация, многофазная фильтрация

БЗ 1—2018/86

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Р. Ароян*
Компьютерная верстка *Ю.В. Поповой*

Сдано в набор 07.02.2018. Подписано в печать 14.03.2018. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,33. Уч.-изд. л. 2,10. Тираж 22 экз. Зак. 431.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001, Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru