

---

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ

---



НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

*ГОСТ Р*  
*(проект, первая*  
*редакция)*

---

**ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ, НЕФТЕГАЗОВЫХ И  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРОГРАММНОЕ  
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

**Основные функциональные и технические требования**

Настоящий проект стандарта не подлежит  
применению до его принятия

Москва  
ИПК Издательство стандартов  
201\_\_

---

## **Предисловие**

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Газпром» (ОАО «Газпром») и Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром георесурс» (ООО «Газпром георесурс»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20\_\_ г. №\_\_

### **4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0-2012 (раздел 8). 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 ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя "Национальные стандарты". Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет ([www.gost.ru](http://www.gost.ru)).*

*Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения».*

© Стандартинформ, 2014

**Содержание**

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки .....	1
3 Термины и определения.....	3
4 Сокращения .....	6
5 Общие положения.....	6
6 Исходные данные для программного обеспечения гидродинамического моделирования .....	6
7 Функциональные требования к программному обеспечению гидродинамического моделирования .....	8
8 Требования к документированию программного обеспечения гидродинамического моделирования .....	12
9 Технические требования к программному обеспечению гидродинамического моделирования .....	12
10 Методика сертификации .....	12
Приложение А (справочное) Уравнения состояния.....	14
Приложение Б (справочное) Задание условий на границах расчетной области в рамках моделей Фетковича и Картера-Трейси .....	16
Приложение В (рекомендуемое) Тесты корректности реализации специальных уравнений притока к скважине, учитывающих изменение PVT-свойств флюидов в призабойной зоне, включая возможные фазовые превращения .....	18
Приложение Г (справочное) Матрица применения технологий ПО гидродинамического моделирования .....	30
Библиография.....	34

---

**ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ, НЕФТЕГАЗОВЫХ И  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.  
ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО  
МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

**Основные функциональные и технические требования  
Development of gas, gas condensate, oil, gas and condensate deposits.  
Software for simulation fields.**

**The main functional and technical requirements**

---

Дата введения –

## **1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к программному обеспечению для гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа.

1.2 Положениями настоящего стандарта руководствуются субъекты хозяйственной деятельности:

– использующие программное обеспечение для гидродинамического моделирования газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений;

– разрабатывающие программное обеспечение для гидродинамического моделирования газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.

ГОСТ 19.105-78 Единая система программной документации. Общие требования к программным документам.

ГОСТ 19.601-78 Единая система программной документации. Общие правила дублирования, учета и хранения.

ГОСТ 19.603-78 Единая система программной документации. Общие правила внесения изменений.

ГОСТ 15971-90 Системы обработки информации. Термины и определения.

ГОСТ 19781-90 Обеспечение систем обработки информации программное. Термины и определения.

ГОСТ 20886-85 Организация данных в системах обработки данных. Термины и определения.

ГОСТ 28195-89 Оценка качества программных средств. Общие положения.

ГОСТ 28388-89 Системы обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения.

ГОСТ 28806-90 Качество программных средств. Термины и определения.

ГОСТ Р 51170-98 Качество служебной информации. Термины и определения.

ГОСТ Р 52292-2004 Информационная технология. Электронный обмен информацией. Термины и определения.

ГОСТ Р 54361-2011 Объекты стандартизации в области геологического изучения недр. Классификация.

ГОСТ Р 53554-2009 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения.

ГОСТ Р 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.

ГОСТ Р 53712-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Программные средства для проектирования и оптимизации процесса разработки месторождений. Основные требования.

ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.

ГОСТ Р (разрабатывается) Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и конденсата объемным методом.

ГОСТ Р (разрабатывается) Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения материального баланса. Основные технические требования.

ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93 Информационная технология. Оценка программной продукции. Характеристики качества и руководства по их применению.

ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119-2000 Информационная технология. Пакеты программ. Требования к качеству и тестирование.

ГОСТ Р ИСО/МЭК 15910-2002 Информационная технология. Процесс создания документации пользователя программного средства.

ГОСТ Р ИСО/МЭК ТО 15446-2008 Методы и средства обеспечения безопасности.

*Примечание* - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого

## **ГОСТ Р**

*(проект, первая редакция)*

*стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), 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 (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.*

### **3 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 адаптация цифровой геолого-фильтрационной модели:** Физически обоснованное изменение параметров и структуры цифровой геолого-фильтрационной модели для максимально возможной сходимости фактических и модельных показателей разработки месторождения нефти и газа.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-69]

**3.2 водоносный горизонт:** Осадочная горная порода, представленная одним или несколькими переслаивающимися подземными слоями горных пород с различной степенью водопроницаемости.

**3.3 газовый фактор:** Отношение полученного количества нефтяного газа, приведенного к атмосферному давлению и температуре 20 С, к количеству полученной за то же время нефти при том же давлении и той же температуре.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-94]

**3.4 геологическая модель:** Представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде трёхмерной сетки, каждая ячейка которой характеризуется значениями свойств пород.

**3.5 гидравлический разрыв пласта:** Способ интенсификации работы эксплуатационных скважин и повышения нефтеотдачи пласта за счет развития в нем естественных или образования искусственных трещин путем создания на забое давления, превышающего предел прочности породы на разрыв.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-103]

**3.6 давление насыщения:** Давление, при достижении которого в процессе снижения давления начинается выделение газа из нефти.

**3.7 дебит эксплуатационной скважины:** Количество нефти и (или) газа, полученное из эксплуатационной скважины в единицу времени.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-113]

**3.8 дифференциальная конденсация:** Процесс образования жидкой фазы в газоконденсатной (многокомпонентной) смеси при ступенчатом выпуске из сосуда (бомбы PVT) паровой фазы (ступенчатом изменении давления) и неизменной температуре.

**3.9 забойное давление:** Давление флюида на забое буровой скважины при добыче нефти и газа.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-42]

Примечание - Давление на забое простаивающей (или временно остановленной) скважины называется пластовым давлением.

**3.10 капиллярное давление:** Разность значений давления на поверхности раздела фаз.

**3.11 конденсатно-газовый фактор:** Количество добытого конденсата в кубических метрах, приходящееся на один кубический метр газа сепарации.

**3.12 локальные измельчения:** Разукрупнение геологической сетки с целью детализации выбранной области.

**3.13 массив (проницаемости / песчанистости / пористости / связанной водонасыщенности / остаточной нефтенасыщенности / остаточной газонасыщенности) данных о характере насыщения:** Трехмерный массив значений (проницаемости / песчанистости / пористости / связанной водонасыщенности / остаточной нефтенасыщенности / остаточной газонасыщенности) данных о характере насыщения, заданных в каждой ячейке моделируемого объекта.

**3.14 многозабойная скважина:** Буровая скважина, имеющая ответвления от основного ствола в виде резко искривленных дополнительных стволов в пределах продуктивного пласта при разработке месторождений нефти и газа.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-38]

**3.15 модель двойной пористости:** Моделирование коллектора с введением в каждой точке пространства значений давления жидкости в порах и в трещинах с учётом флюидообмена между порами и трещинами.

**3.16 модель нелетучей нефти:** Модель, в которой углеводородная система аппроксимирована двумя компонентами: нелетучим (нефтью) и летучим (газом).

**3.17 неоднородность объекта:** Различие фильтрационно-емкостных свойств объекта.

**3.18 непротиворечивость гидродинамической модели:** соответствие гидродинамической модели физическим представлениям о геологическом объекте и протекающих в нем фильтрационных процессах.

**3.19 параллельные вычисления:** Ускорение решения за счет разбиения на подзадачи с одновременным их выполнением в параллельном режиме в виде нескольких процессов.

**3.20 призабойная зона:** Участок продуктивного пласта, примыкающий к стволу буровой скважины, в пределах которого изменяются фильтрационные характеристики продуктивного пласта в период строительства, эксплуатации или ремонта буровой скважины.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-41]

**3.21 программное обеспечение:** Совокупность программ системы обработки информации и программных документов, необходимых для эксплуатации этих программ.

[ГОСТ 19781-90, пункт 5-2]

**3.22 сланцевый газ:** Природный газ, добываемый из горючих сланцев и состоящий преимущественно из метана.

**3.23 техническое обеспечение программного средства:** Комплекс технических средств, используемых для реализации функциональных возможностей программного средства, включая средства ввода, обработки, визуализации, хранения и передачи данных.

[ГОСТ Р 53712-2009, пункт 3.11]

**3.24 уравнение состояния природного газа:** Уравнение, которое связывает фактор сжимаемости, температуру, плотность и молярные доли компонентов.

[ГОСТ 30319.0-96, пункт 3.5]

**3.25 устьевое давление:** Давление, измеренное в верхней точке буровой скважины.

[ГОСТ Р 53554-2009, пункт 2-45]

**3.26 фазовое равновесие:** Одновременное существование термодинамически равновесных фаз в многофазной системе.

**3.27 фазовые превращения:** Переход вещества из одной термодинамической фазы в другую при изменении внешних условий.

**3.28 фильтрационная (гидродинамическая) модель:** Совокупность числовых динамических параметров, характеризующих моделируемое месторождение, сборные сети и управляющие воздействия на них в процессе разработки, а также математическое описание основных закономерностей процессов течения флюидов под влиянием этих воздействий.

[ГОСТ Р 53712-2009, пункт 3.12]

Примечание - В данном стандарте для разделения ПО сборных сетей и ПО гидродинамического моделирования фильтрационная (гидродинамическая) модель рассматривается до забоя скважин.



## 4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

УВ	-	Углеводороды
ПО ГДМ	-	Программное обеспечение гидродинамического моделирования
ПО	-	Программное обеспечение
ФОФП	-	Функции относительных фазовых проницаемостей
ОФП	-	Относительные фазовые проницаемости
КГФ	-	Конденсатно-газовый фактор
НКТ	-	Насосно-компрессорные трубы
ГРП	-	Гидравлический разрыв пласта
ПЗП	-	Призабойная зона пласта
PVT	-	Pressure (давление) Volume(объем) Temperature(температура)
ГС	-	Горизонтальный ствол
ПД	-	Программная документация

## 5 Общие положения

Программное обеспечение гидродинамического моделирования применяется для прогнозирования технологических параметров разработки месторождений природных УВ на основе трёхмерных гидродинамических (фильтрационных) моделей. Программное обеспечение гидродинамического моделирования (ПО ГДМ) должно обеспечивать воспроизведение основных физических процессов, происходящих при фильтрации нефти, газа и воды в поровых средах (коллекторах).

Для месторождений, имеющих фактическую историю разработки, программное обеспечение гидродинамического моделирования должно обеспечивать возможность настройки (адаптации) гидродинамических моделей по истории разработки перед выполнением прогнозных расчётов.

## 6 Исходные данные для программного обеспечения гидродинамического моделирования

6.1 Исходными данными для ПО гидродинамического моделирования являются:

6.1.1 Статическая основа:

- геометрия гидродинамической сетки;

## ГОСТ Р

(проект, первая редакция)

- массивы проницаемости (диагональные компоненты тензора проницаемости);
- массив песчанистости;
- массив пористости;
- массив связанной водонасыщенности;
- массив остаточной насыщенности углеводородными фазами (нефть, газ);
- массив начальных насыщенностей;
- массив гидродинамически изолированных сегментов модели (геометрические координаты нарушений пласта);
- результаты оценки начальных запасов и подсчётных параметров.

6.1.2 Сжимаемость породы.

6.1.3 Функции относительных фазовых проницаемостей.

6.1.4 Зависимости капиллярного давления в системе нефть – газ и вода – нефть (газ – вода при отсутствии жидкой углеводородной фазы) от насыщенности или модель J – функции.

6.1.5 Параметры модели, учитывающей изменение ОФП в системе нефть – газ при высоких скоростях фильтрации.

6.1.6 Параметры модели Форгхеймера, описывающей квадратичную зависимость градиента давления от скорости потока.

*Примечание* – При больших потоках флюида зависимость градиента давления от скорости течения переходит из линейной, описанной законом Дарси, в квадратичную модель Форгхеймера.

$$dP/dx = (\mu/K) \cdot v + \beta \cdot \rho \cdot v^2 = (\mu/(KA)) \cdot q + (\beta \cdot \rho/A^2) \cdot q^2 = (\mu/(KA)) \cdot q \cdot (1.0 + \beta \cdot \rho \cdot K/(\mu A) \cdot q),$$

где  $\mu$  - вязкость,  $K$  - проницаемость,  $\rho$  - плотность,  $v=q/A$  объемный расход  $q$  через сечение  $A$ .

Модель Форгхеймера необходима в зонах с большими скоростями потоков, например, около скважин.  $\beta$  в уравнении - обратная длина (1/м).

6.1.7 PVT свойства нефти и газа в виде:

- компонентного состава;
- таблиц, описывающих изменение плотности, вязкости, и объёмных коэффициентов от давления для разных значений газового фактора или КГФ, а также зависимость давления насыщения или начала конденсации от значения газового фактора или КГФ.

6.1.8 Свойства пластовой и закачиваемой воды.

6.1.9 Данные по скважинам:

- траектории скважин;
- интервалы перфорации скважин в измеренных или абсолютных глубинах.

6.1.10 Данные о конструкциях скважин: диаметр скважины, диаметр и глубина спуска НКТ, устройства контроля притока и т.д.

6.1.11 Данные о проведённых ГРП и обработках ПЗП.

6.1.12 История разработки:

- дебиты газа, нефти, конденсата и воды по скважинам и/или группам скважин;
- забойные и устьевые давления по скважинам.

## 6.2 Единицы измерения исходных данных.

Исходные данные для ПО гидродинамического моделирования измеряют в системе СИ в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 и ГОСТ Р 8.645-2008.

## **7 Функциональные требования к программному обеспечению гидродинамического моделирования**

ПО ГДМ должно обеспечивать (поддерживать) следующую функциональность:

7.1 Импорт, подготовка и проверка исходных данных, перечисленных в пункте 6 настоящего Стандарта.

7.2 Создание численной модели пластового флюида:

7.2.1 моделирование лабораторных экспериментов:

- однократная сепарация;
- ступенчатая сепарация;
- дифференциальное разгазирование;
- контактная конденсация (исследование при постоянной массе);
- дифференциальная конденсация;
- определение давления насыщения;
- однократный расчет фазового равновесия.

7.2.2 создание таблиц, описывающих изменение плотности, вязкости, и объёмных коэффициентов от давления для разных значений газового фактора или КГФ, а также зависимость давления насыщения или начала конденсации от значения газового фактора или КГФ при пластовой температуре;

7.2.3 настройка параметров уравнения состояния по результатам лабораторных PVT экспериментов, в том числе с использованием процедуры многомерной регрессии;

7.2.4 возможность использования различных уравнений состояния.

*Примечание* – Как правило, используют уравнения состояния Пенга-Робинсона, Соаве-Редлиха-Квонга, Зюдкевича-Йоффе, описание приводится в Приложении А.

7.3 Расчет равновесного начального состояния модели.

7.4 Задание условий на границах расчетной области, в том числе в рамках моделей Фетковича и Картера-Трейси.

*Примечание* – Методы определения водоносного пласта Фетковича и Картера-Трейси приведены в Приложении Б.

7.5 Оценка начальных запасов УВ.

7.6 Контроль непротиворечивости модели.

## **ГОСТ Р**

*(проект, первая редакция)*

7.7 Адаптация модели по истории разработки за счёт изменения тех параметров модели, которые неизвестны или известны с существенной погрешностью.

7.8 Выполнение прогнозных расчётов для различных вариантов эксплуатации месторождения, учитывающих:

- время, на которое осуществляется прогнозирование;
- предполагаемый график бурения, места расположения скважин, типы скважин и интервалы заканчивания;
- предполагаемый график перевода скважин на другие объекты и резки боковых стволов;
- планируемую модернизацию систем сбора, подготовки и нагнетания;
- технологические ограничения на добычу нефти, воды и газа;
- технологические ограничения на нагнетание воды и газа;
- ограничения на промысловый газовый фактор (для отдельных скважин, групп скважин и месторождения);
- ограничения на обводненность продукции (для отдельных скважин, групп скважин и месторождения);
- минимальный экономический дебит нефти;
- максимальный дебит нефти или газа по скважинам (если применим);
- ограничения на суммарный уровень добычи нефти газа или воды.

7.9 Параллельные вычисления:

- Ускорение гидродинамических расчётов за счёт использования параллельных процессоров;
- возможности запуска с использованием системы очередей (создание и управление очередями). удаленного запуска на расчет и мониторинга расчета на удаленном кластере.

7.10 Учёт притока к газовым скважинам:

- учёт реальных свойств газа при расчёте притока (нелинейность зависимости дебита от депрессии);
- модель эффекта блокировки газоконденсатной скважины конденсатом при снижении забойного давления ниже давления насыщения;
- возможность учесть отклонения от линейного закона при фильтрации газа в пласте;
- возможность упрощенно учесть отклонения от линейного закона фильтрации в призабойной зоне скважины (скин-фактор, зависящий от дебита - так называемый D-фактор).

7.11 Возможность детализации сетки в околоскважинной зоне:

- с помощью прямоугольных локальных измельчений сетки;
- неструктурированные сетки для детализации модели в зоне горизонтальных и многозабойных скважин.

7.12 Моделирование закачки полимеров с возможностью учета:

- изменения вязкости закачиваемой воды с увеличением концентрации полимера;

- адсорбции полимера со снижением проницаемости;
- десорбции полимера.

#### 7.13 Моделирование закачки CO<sub>2</sub>:

- учет растворимости закачиваемого CO<sub>2</sub> в воде и нефти;
- моделирование закачки углекислого газа в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи.

7.14 Моделирование водогазового воздействия - моделирование поочередной закачки воды и газа, а также совместной одновременной закачки.

7.15 Моделирование неизотермической фильтрации (расширение модели нелетучей нефти, содержащее дополнительное уравнение сохранения энергии для вычисления температуры в пласте).

#### 7.16 Учёт течения флюида в стволах ГС:

- возможность учета трения в стволе скважины при моделировании горизонтальных скважин;
- возможность использования модели многосегментной скважины для точного описания поведения многофазного потока в стволе скважины, учета геометрии скважины в процессе расчета;
- возможность моделирования многозабойных (разветвленно – горизонтальных) скважин в рамках модели многосегментной скважины.

#### 7.17 Моделирование ГРП:

- моделирование трещины гидроразрыва в явном виде с заданием ее полудлины, раскрытием, направлением и т.д. (детальный учет параметров трещины и свойств пласта), учет эффекта затухания ГРП от времени;
- моделирование многостадийного ГРП, оценка результатов.

#### 7.18 Композиционное моделирование:

- возможность детально учитывать состав пластовых флюидов и фазовые превращения на основе композиционной модели;
- возможность моделирования процессов закачки газа, смешивающегося вытеснения.

7.19 Псевдо композиционное моделирование - возможность упрощенно учитывать композиционные эффекты при закачке газа отличного от газа сепарации в рамках модели нелетучей нефти.

#### 7.20 Модели двойной пористости / двойной проницаемости.

#### 7.21 Моделирование добычи метана из угольных пластов:

- учет эффектов адсорбции / десорбции в зависимости от давления (изотерма Ленгмюра);

Примечание – Уравнение изотермы Ленгмюра имеет вид:  $a = a_m b p / (1 + b p)$ , где  $a$  — величина адсорбции,  $p$  — давление газа,  $b$  — адсорбционный коэффициент, зависящий от энергии адсорбции и температуры;  $a_m$  — емкость монослоя.

- возможность моделирования закачки CO<sub>2</sub> / N<sub>2</sub>;
- возможность моделирования изменения пористости и проницаемости с изменением давления (модель Палмера-Мансури).

## ГОСТ Р

(проект, первая редакция)

Примечание – модель Палмера-Мансури – это модель сжимаемости породы для метаноугольных пластов.

С помощью этой модели зависимость порового объема от давления выражается следующей формулой:

$$V(P) = V(P_0) \left\{ 1 + \frac{c_m}{\varphi_0} (P - P_0) + \frac{\varepsilon_1}{\varphi_0} \left( \frac{K}{M} - 1 \right) \left( \frac{\beta P}{1 + \beta P} - \frac{\beta P_0}{1 + \beta P_0} \right) \right\};$$

Где:

$\varphi_0$  – начальная пористость;

$P_0$  – начальное давление;

$V(P_0)$  – поровый объем при начальном давлении;

$K$  – коэффициент упругости;

$M$  – компрессионный модуль продольной деформации;

$\gamma$  – сжимаемость скелета породы;

$\beta, \varepsilon_1$  – параметры настройки;

$f$  – доля (от 0 до 1).

$$c_m = \frac{1}{M} - \left[ \frac{K}{M} + f - 1 \right] \gamma;$$

По Палмеру-Мансури проницаемость зависит от пористости следующим образом:

$$\frac{k}{k_0} = \left( \frac{\varphi}{\varphi_0} \right)^n;$$

где  $n$  чаще всего =3.

### 7.22 Моделирование добычи сланцевых газов:

- учет эффектов адсорбции/ десорбции в зависимости от давления;
- учёт образования сети проницаемых трещин при проведении ГРП.

### 7.23 Визуализация и анализ результатов моделирования:

- возможность работы с разными сетками (например: блочно-центрированная, геометрия угловой точки);
- возможность работы с радиальными и декартовыми локальными измельчениями;
- возможность визуализации свойств модели на любой временной шаг;
- возможность манипуляции различными секциями модели;
- возможность работы с геологическими разрезами модели;
- возможность установления диапазона различных свойств модели при визуализации;
- возможность цветокодирования, при которой используется та или иная цветовая палитра;
- построение 2D-карт по результатам моделирования и возможность экспорта в современные графические редакторы.

### 7.24 Онлайн интерфейс для совместного использования с системами:

- моделирования течения в скважинах и поверхностных сетях сбора и транспорта;
- геомеханического моделирования.

7.25 ПО гидродинамического моделирования должно обеспечивать возможность его использования под управлением систем автоматизированной адаптации и расчета неопределенности показателей разработки месторождения.

## **8 Требования к документированию программного обеспечения гидродинамического моделирования**

8.1 Для ПО ГДМ разрабатывают ПД в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО/МЭК 15910. Общие требования к ПД соответствуют ГОСТ 19.105.

8.2 Дублирование, учет и хранение ПД проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 19.601 и ГОСТ 28388. Изменения в ПД вносят в соответствии с ГОСТ 19.603.

8.3 ПД на программное средство и (или) его компоненты должна предусматривать наличие подробного руководства пользователя на русском языке и содержать следующие сведения:

- область применения;
- данные о структуре (перечень модулей, базовый комплект, список дополнительных модулей);
- описание пользовательского интерфейса;
- описание опций;
- описание ключевых слов;
- описание порядка экспорта и импорта данных;
- описание применяемых алгоритмов и физических моделей.

## **9 Технические требования к программному обеспечению гидродинамического моделирования**

Техническое обеспечение должно удовлетворять следующим основным требованиям:

- функционирование на современных операционных системах и аппаратных платформах;
- обеспечение возможности параллельных вычислений для ускорения расчетов.

## **10 Методика сертификации**

Качество ПО ГДМ оценивают в соответствии с ГОСТ 28195, ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126 и ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119 на каждой стадии жизненного цикла программных средств путем сертификации в соответствии с порядком и правилами, установленными в Российской Федерации. К обязательно оцениваемым характеристикам качества программных средств относятся функциональные возможности, надежность, эффективность, сопровождаемость. Для универсальных операционных систем, используемых в составе ПО ГДМ, обязательными характеристиками являются согласованность и защищенность.

Сертификация ПО гидродинамического моделирования осуществляется следующими способами:

## **ГОСТ Р**

*(проект, первая редакция)*

– экспертный анализ руководства пользователя, с проверкой наличия описания функциональности, реализующей пункты настоящего Стандарта;

– физический запуск и экспертный анализ предоставленных производителем ПО тестов (включённых в состав поставки ПО или предоставленных разработчиками ПО), демонстрирующих реализацию функциональности;

– выполнение набора испытательных задач-тестов, рекомендуемых признанными научными и экспертными организациями в области недропользования, в качестве дополнения, четыре теста корректности реализации специальных уравнений притока к скважине, учитывающих изменение PVT-свойств флюидов в призабойной зоне, включая возможные фазовые превращения (Приложение В).

Примечание – Обычно, компании разработчики ПО ГМ используют испытательные тесты международной некоммерческой профессиональной организации технических специалистов нефтегазовой промышленности Society of Petroleum Engineers (тесты SPE).



**Приложение А  
(справочное)  
Уравнения состояния**

Как правило, используют уравнения состояния Пенга-Робинсона, Соаве-Редлиха-Квонга, Зюдкевича-Йоффе.

В общей форме кубическое уравнение состояния может быть представлено таким образом:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c_1b)(v+c_2b)}$$

Где,  $p$  - абсолютное давление,  $T$  абсолютная температура,  $v$  - молярный объем,  $R$  - универсальная газовая постоянная,  $a$  и  $b$  - параметры уравнения состояния,  $c_1$  и  $c_2$  константы, принимающие следующие величины в уравнениях состояния:

- Редлиха-Квонга 1 и 0;
- Соаве Редлиха-Квонга 1 и 0;
- Пенга-Робинсона  $1+\sqrt{2}$  и  $1-\sqrt{2}$  соответственно.

Параметры  $a$  и  $b$  уравнения состояния для компонентов выражаются следующим образом:

$$a = \frac{\Omega_a R^2 T_c^2}{P_c};$$

$$\Omega_a = \Omega_a^\circ \alpha(T_r, \omega);$$

$$b = \frac{\Omega_b R T_c}{P_c};$$

$$\Omega_b = \Omega_b^\circ \beta(T_r, \omega);$$

Где функция  $\beta(T_r, \omega)$  едина для уравнений состояния,  $\omega$  - ацентрический фактор, а индексы  $c$  и  $r$  обозначают критические и приведенные условия.

$\alpha$ ,  $\Omega_a$  и  $\Omega_b$  зависят от выбора уравнения состояния:

Редлиха-Квонга

$$\Omega_a^\circ = 0,42748;$$

$$\Omega_b^\circ = 0,08664;$$

$$\alpha(T_r, \omega) = \frac{1}{\sqrt{T_r}};$$

Соаве Редлиха-Квонга

$$\alpha(T_r, \omega) = [1 + \kappa(1 - \sqrt{T_r})]^2;$$

$$\kappa = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2;$$

$$\Omega_a^\circ = 0.42748;$$

$$\Omega_b^\circ = 0.08664;$$

Пенга-Робинсона

$$\Omega_a^\circ = 0.45724;$$

$$\alpha(T_r, \omega) = [1 + \kappa(1 - \sqrt{T_r})]^2;$$

$$\Omega_b^\circ = 0.07780;$$

$$\kappa = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2;$$

Для более тяжелых углеводородных компонентов применяется другое значение  $\kappa$  в уравнении Пенга-Робинсона:

$$\kappa = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3;$$

Уравнение состояния Зюдкевича-Йоффе - это двухпараметрическое уравнение состояния, которое было получено этими учеными с целью улучшения уравнения состояния Редлиха-Квонга:

- константы  $\Omega_a$ ,  $\Omega_b$  зависят от температуры, т.е.  $\Omega_a(T)$ ,  $\Omega_b(T)$ ;

**ГОСТ Р**

*(проект, первая редакция)*

–  $\Omega_a(T)$ ,  $\Omega_b(T)$  получают для каждого компонента, основываясь на плотности насыщенной жидкости и уравнения для летучести;

–  $\Omega_a$ ,  $\Omega_b$  берутся как независимые от температуры при температуре выше критической.

Приложение Б  
(справочное)

Задание условий на границах расчетной области в рамках моделей Фетковича и Картера-Трейси

Модель Фетковича - аналитический метод, применяется для произвольно конечного водоносного пласта. Интенсивность притока в течение временного шага определяется из уравнения для расхода:

$$\Delta t^n Q_{AQ}^{n+1} = \Delta t^n \alpha_{ij} J_A^n (\overline{P_{AQ}^n} + \overline{P_{ij}^{n+1}}), \quad (1)$$

Где  $\overline{P_{AQ}^n}$  среднее давление в водоносном пласте в момент времени  $t^n$ ,  $J_A^n$  - коэффициент продуктивности для водоносного пласта,  $\alpha_{ij}$  - площадь ячейки  $i$ . После завершения шага по времени определяется полный приток воды из водоносного пласта:

$$W(t) = \int_0^t Q_{AQ}(t) dt;$$

Затем, используя уравнение материального баланса, пересчитывается новое значение для среднего давления в водоносном пласте  $\overline{P_{AQ}^n}$ . Таким образом, давление в водоносном пласте Фетковича изменяется со временем, давление на протяжении всего периода разработки не будет оставаться постоянным.

Задаются параметры водоносного пласта (сжимаемость, пористость, начальное давление, глубина, индекс продуктивности и т.п.) и соединения водоносного пласта с одной или несколькими гранями пласта.

При использовании начального давления водоносного пласта по умолчанию оно рассчитывается из формулы (1), таким образом, чтобы водоносный пласт в начальный момент времени пребывал в равновесии с залежью.

Модель Картера-Трейси - подход аналитического определения водоносного пласта основанный на применении «функций влияния» для расчета полного притока воды из водоносного пласта и расчета изменения давления с течением времени между водоносным пластом и средним давлением на границе водоносного пласта и залежи. Функции влияния зависят от геометрии и свойств водоносного пласта. Два основных параметра, определяющих поведение водоносного пласта:

Константа времени (имеющая размерность времени):

$$T_c = \frac{\mu_w \Phi C_t r_0^2}{k_a c_1},$$

где:

$k_a$  - проницаемость водоносного пласта;

$\Phi$  - пористость водоносного пласта;

$\mu_w$  - вязкость воды в водоносном пласте;

$C_t$  - полная (порода + вода) сжимаемость;

$r_0$  - внешний радиус пласта (или внутренний радиус водоносного пласта);

$c_1 = 0,008527$  (константа для перевода величин из одной системы единиц в другую, приведено для Международной системы единиц СИ).

И константа притока водоносного пласта (имеющая размерность полного притока на единицу падения давления):

$$\beta = c_2 h \theta \varphi C_t r_0^2,$$

где:

$h$  - толщина водоносного пласта;

$\theta$  - угол, под которым граница водоносного пласта видна из центра залежи, в градусах, деленный на 360;

$c_2 = 6,283$  (константа для перевода величин из одной системы единиц в другую,

## **ГОСТ Р**

*(проект, первая редакция)*

приведено для Международной системы единиц СИ).

Константа времени используется для преобразования времени в безразмерную форму с помощью соотношения:

$$t_D = \frac{t}{\tau_c};$$

Модель Картера-Трэйси выражает падение давления на границе водоносного пласта через функцию влияния безразмерного давления следующим образом:

$$P_{a0} - \bar{p} = \frac{Q_a}{\beta} PI_D(t_D),$$

где:

$Q_a$  — скорость притока водоносного пласта;

$P_{a0}$  — начальное давление воды в водоносном пласте;

$\bar{p}$  — среднее давление воды на границе водоносного пласта/залежи.

**Приложение В**  
(рекомендуемое)

**Тесты корректности реализации специальных уравнений притока к скважине,  
учитывающих изменение PVT-свойств флюидов в призабойной зоне, включая  
возможные фазовые превращения**

При моделировании газовых и газоконденсатных месторождений обычно используется гидродинамическая сетка с размером ячейки по латерали не менее 50 м. Однако, свойства газа существенно зависят от давления, которое в призабойной зоне скважины, как правило, значительно ниже, чем в среднем по ячейке. Игнорирование изменения свойств газа в призабойной зоне скважины может привести к существенной ошибке в расчетной продуктивности скважины. Чтобы этого избежать, разработаны специальные уравнения притока, аналитически учитывающие влияние на продуктивность скважины изменения свойств газа в призабойной зоне:

– уравнение Russel Goodrich позволяет учесть эффект призабойной зоны для случая идеального газа постоянной вязкости;

– псевдадавление газа позволяет учесть эффект призабойной зоны для реального газа (без учета фазовых превращений);

– обобщенное многофазное псевдадавление позволяет дополнительно учесть влияние на продуктивность скважины, в том числе и возможных фазовых превращений в призабойной зоне скважины.

Однако в системе тестов SPE отсутствуют тесты на проверку корректности реализации этих уравнений.

**Тест 1 Случай идеального газа постоянной вязкости**

Полный перечень параметров модели приведен в таблице В.1.

**1.1 Описание модели пласта**

Рассматривается горизонтальный однородный изотропный пласт круглой формы (в плане). Размерность сетки фильтрационной модели 21x21x1. Радиус круга (по центрам ячеек) 1000м. Размер ячейки в плане 100 м. Мощность пласта 10 м. Пористость 20 процентов, проницаемость 0,01 мкм<sup>2</sup>.

**1.2 Свойства флюидов**

Модель однофазная и содержит только газ. Газ идеальный с постоянной вязкостью 0,01 мПа·с.

**1.3 Начальные и граничные условия**

В граничных ячейках либо за счет увеличения порового объема, либо иным способом задается условие постоянного давления (контур питания). Начальное пластовое давление 15 МПа. Вертикальная добывающая скважина располагается в центре модели в ячейке (11,11,1) и вскрывает перфорацией всю толщину пласта. Забойное давление 10 МПа. Расчет выполняется на 1 год. Дебит газа на конец расчета считается установившимся.

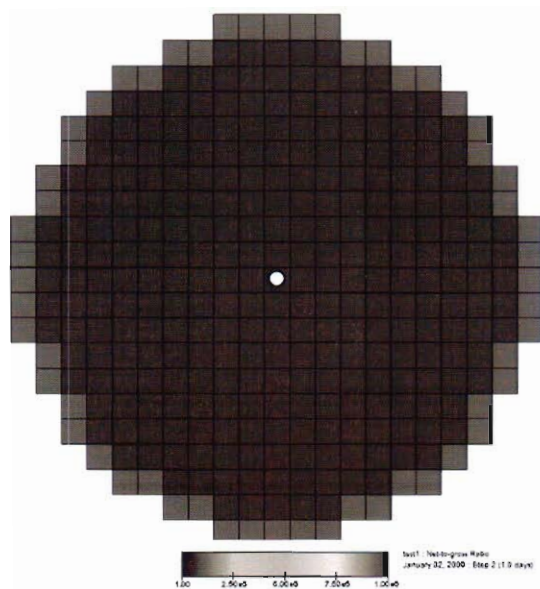


Рисунок В.1 – Начальные и граничные условия

Таблица В.1 Параметры модели теста 1

Параметр	Значение
Размерность модели	21x21x1
Размер ячейки сетки DX×DY×DZ, м	100x100x10
Мощность пласта h, м	10
Пористость, д.ед.	0.2
Проницаемость k, мкм <sup>2</sup>	0.01
Температура, °С	20
Вязкость газа $\mu$ , мПа·с	0.01
Объемный коэффициент газа, д.ед.	$1/p$ , где p – давление в 0,1 МПа
Радиус контура питания $R_c$ , м	1000
Радиус скважины $r_w$ , м	0.1
Давление на контуре питания $p_c$ , МПа	15
Параметр	Значение
Забойное давление $p_w$ , МПа	10
Сжимаемость пор породы, 1/МПа	$3 \cdot 10^{-4}$
Время расчета для получения дебита газа на установившемся режиме	1 год

#### 1.4 Эталонные результаты моделирования

Объемный дебит газа в стандартных условиях при установившемся плоскорадиальном притоке (температура в пласте и на поверхности совпадает) вычисляется по формуле:

$$Q = \frac{\pi kh(p_c^2 - p_w^2)}{\mu p_{срт} \ln(R_c/r_w)}$$

где  $p_{срт}$  – давление в стандартных условиях. Учитывая, формулу объемного коэффициента газа,  $p_{срт}=0,1$  МПа (не 0,101325 МПа как обычно).

Тогда эталонное значение объемного дебита газа равно:

$$Q = 368.382 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$$

### 1.5 Критерии оценки

Оценивается отклонение расчетного значения дебита газа через год после начала моделирования от эталонного значения 368.382 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Допустимая относительная погрешность 5 процентов.

## Тест 2 Случай реального газа

Полный перечень параметров модели приведен в таблице В.2.

### 2.1 Описание модели пласта

Рассматривается горизонтальный однородный изотропный пласт круглой формы (в плане). Размерность сетки фильтрационной модели 21x21x1. Радиус круга (по центрам ячеек) 1000м. Размер ячейки в плане 100 м. Мощность пласта 10 м. Пористость 20 процентов, проницаемость 0,01 мкм<sup>2</sup>.

### 2.2 Свойства флюидов

Модель однофазная и содержит только газ.

Сверхсжимаемость  $Z$  задана зависимостью:  $Z(p)=(p/p_w)^{0.5}$ .

Вязкость газа (в мПа·с) задана зависимостью:  $\mu(p)=0.01 \cdot p/p_w$ .

### 2.3 Начальные и граничные условия

В граничных ячейках либо за счет увеличения порового объема, либо иным способом задается условие постоянного давления (контур питания). Начальное пластовое давление 15 МПа. Вертикальная добывающая скважина располагается в центре модели в ячейке (11,11,1) и вскрывает перфорацией всю толщину пласта. Забойное давление 10 МПа. Расчет выполняется на 1 год. Дебит газа на конец расчета считается установившимся.

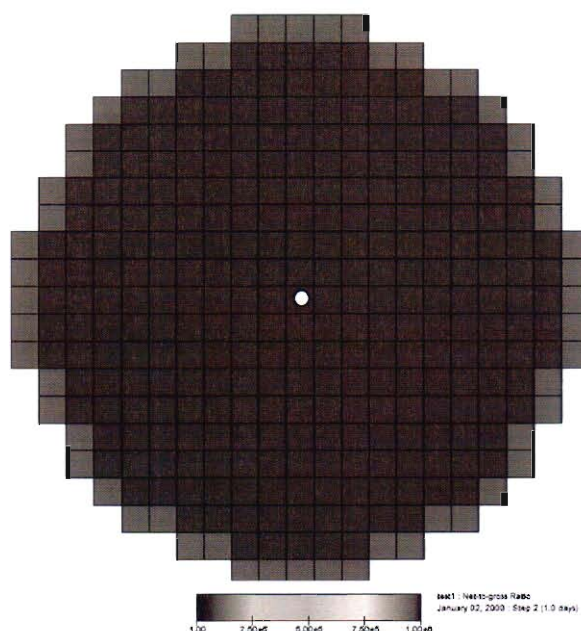


Рисунок В.2 – Начальные и граничные условия

Параметр	Значение
Размерность модели	21x21x1
Размер ячейки сетки DX×DY×DZ, м	100x100x10
Мощность пласта h, м	10
Пористость, д.ед.	0.2
Проницаемость k, мкм <sup>2</sup>	0.01
Температура, °С	20
Вязкость газа μ, мПа·с	μ(p)= 0.01·p/p <sub>w</sub>
Коэффициент сверхсжимаемости газа, д.ед.	Z(p)=(p/p <sub>w</sub> ) <sup>0.5</sup>
Радиус контура питания R <sub>c</sub> , м	1000
Радиус скважины r <sub>w</sub> , м	0.1
Давление на контуре питания p <sub>c</sub> , МПа	15
Забойное давление p <sub>w</sub> , МПа	10
Сжимаемость пор породы, 1/МПа	3·10 <sup>-4</sup>
Время расчета для получения дебита газа на установившемся режиме	1 год

#### 2.4 Эталонные результаты моделирования

Функцией Лейбенсона называется следующая функция:

$$\mathcal{P}(p) = \int \frac{k(p)\rho(p)}{\mu(p)} dp,$$

где

k(p) – проницаемость;

μ(p) – вязкость флюида;

ρ(p) – плотность флюида.

Функция Лейбенсона определена с точностью до константы (как потенциал поля скоростей потока).

Для плоскорадиального потока (с нулевым скин-фактором) справедлива следующая формула массового дебита (жидкости или газа):

$$Q_m = \frac{2\pi h}{\ln(R_c/r_w)} (\mathcal{P}(p_c) - \mathcal{P}(p_w)),$$

где

Q<sub>m</sub> – массовый дебит;

h – мощность пласта;

R<sub>c</sub> – радиус контура питания;

r<sub>w</sub> – радиус скважины;

p<sub>c</sub> – давление на контуре питания;

p<sub>w</sub> – забойное давление в скважине.

Вычисляя интеграл, входящий в функцию Лейбенсона, с учетом принятых зависимостей получим следующую формулу для объемного дебита газа:

$$Q = \frac{4\pi k h p_w^2 (\sqrt{p_c/p_w} - 1)}{\mu p_{sf} \ln(R_c/r_w)}.$$

Таким образом, значение дебита газа, рассчитанное аналитически равно:

$$Q = 264.934 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$$



### 2.5 Критерии оценки

Оценивается отклонение расчетного значения дебита газа через год после начала моделирования от эталонного значения 264.934 тыс.м3/сут.

Допустимая относительная погрешность 5 процентов.

### Тест 3 Нефтяная залежь, разрабатываемая на забойных давлениях ниже давления насыщения

Полный перечень параметров модели приведен в таблице В.3.

#### 3.1 Описание модели пласта

Рассматривается горизонтальный однородный изотропный пласт круглой формы (в плане). Размерность сетки фильтрационной модели 21x21x1. Радиус круга (по центрам ячеек) 1000м. Размер ячейки в плане 100 м. Мощность пласта 10 м. Пористость 20 процентов, проницаемость 0,1 мкм2.

#### 3.2 Свойства флюидов

Модель двухфазная: нефть, газ.

Свойства флюидов и зависимости PVT-свойств от давления представлены в таблице В.3.

#### 3.3 Относительные фазовые проницаемости

Остаточная нефтенасыщенность (при вытеснении нефти газом) равна 10 процентам. ОФП заданы квадратичными зависимостями:

$$k_o(s) = \begin{cases} (1 - s/0.9)^2, & \text{при } s \leq 0.9 \\ 0, & \text{при } s > 0.9 \end{cases}$$
$$k_g(s) = \begin{cases} 0.5 \cdot (s/0.9)^2, & \text{при } s \leq 0.9 \\ 5s - 4, & \text{при } s > 0.9 \end{cases}$$

где  $s$  – газонасыщенность.

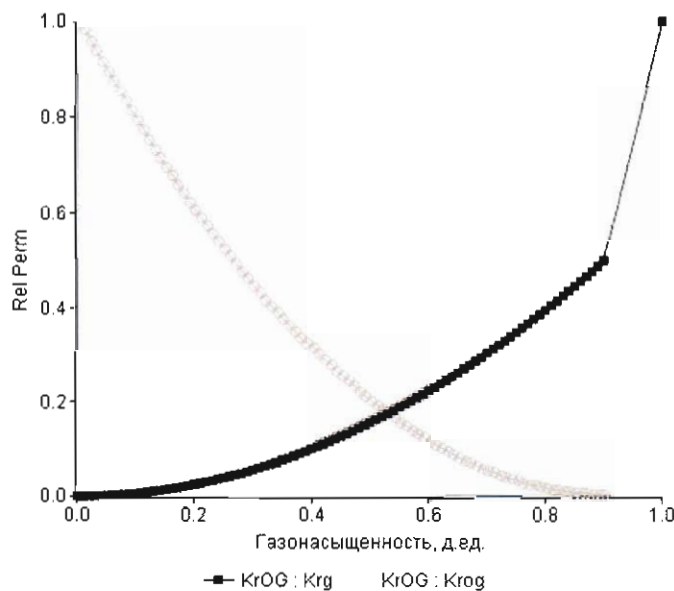


Рисунок В.3 – Относительные фазовые проницаемости

#### 3.4 Начальные и граничные условия

В граничных ячейках либо за счет увеличения порового объема, либо иным способом задается условие постоянного давления (контур питания). Начальное пластовое давление 15 МПа. Вертикальная добывающая скважина располагается в центре модели в ячейке (11,11,1)

**ГОСТ Р***(проект, первая редакция)*

и вскрывает перфорацией всю толщину пласта. Забойное давление 3 МПа. Расчет выполняется на 1 год. Дебит нефти на конец расчета считается установившимся.

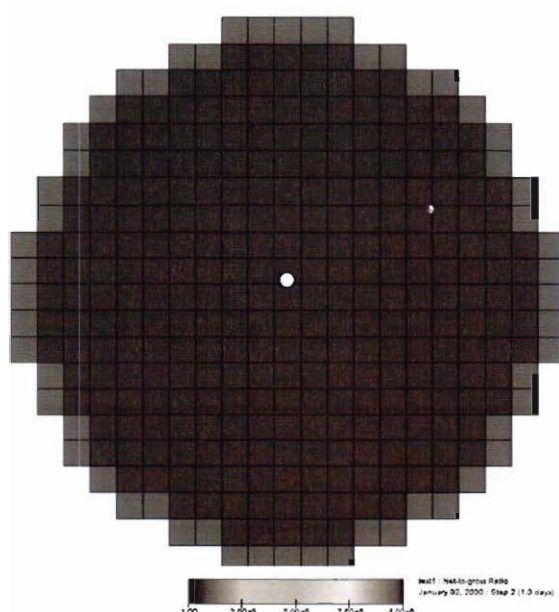


Рисунок В.4 – Начальные и граничные условия

Таблица В.3 Параметры модели теста 3. В зависимостях свойств от давления, единица измерения давления бар (0,1 МПа).

Параметр	Значение
Размерность модели	21x21x1
Размер ячейки сетки DX×DY×DZ, м	100x100x10
Мощность пласта h, м	10
Пористость, д.ед.	0.2
Проницаемость k, мкм <sup>2</sup>	0.1
Радиус контура питания R <sub>c</sub> , м	1000
Радиус скважины r <sub>w</sub> , м	0.108
Давление на контуре питания p <sub>c</sub> , МПа	15
Давление насыщения нефти газом p <sub>b</sub> , МПа	9,5
Забойное давление p <sub>w</sub> , МПа	3
Объемный коэффициент нефти предельно насыщенной газом V <sub>o</sub> , д.ед	0.95·p <sup>0.033</sup>
Сжимаемость нефти, 1/МПа	8·10 <sup>-4</sup>
Вязкость нефти предельно насыщенной газом μ <sub>o</sub> , мПа·с	7000·p <sup>-1.5</sup>

Продолжение таблицы

Параметр	Значение
Сжимаемость вязкости нефти, 1/МПа	0.01

Газосодержание $R_s$ нефти предельно насыщенной газом, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$0.056 \cdot p^{1.5}$
Объемный коэффициент газа $V_g$ , д.ед.	$p^{-1.02}$
Вязкость газа $\mu_g$ , мПа·с	$8.8 \cdot 10^{-4} \cdot p^{0.1168}$
Плотность разгазированной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	863
Молярная масса нефти, г/моль	212
Молярная масса газа, г/моль	31.3

### 3.5 Эталонные результаты моделирования

Обобщенное псевдадавление позволяет свести задачу установившегося движения многокомпонентной многофазной смеси к задаче движения (однофазной) жидкости.

Основа этого метода разработана С.А. Христиановичем в конце 40-х годов XX века. Позднее Whitson и Fevang предложили использовать обобщенное псевдадавление для моделирования эффекта образования в призабойной зоне газоконденсатной банки.

Рассмотрим установившееся плоскорадиальное течение многокомпонентной многофазной смеси в однородном изотропном пласте.

Пусть многофазное течение состоит из  $n_p$  фаз, которые содержат  $n_c$  компонентов. Не обязательно каждая фаза должна содержать все компоненты, но в общем случае каждый компонент может в определенных пропорциях присутствовать во всех фазах. Будем использовать индекс  $i$  для обозначения компонентов, а индекс  $j$  – для обозначения фаз.

Заметим, что такой подход одинаково хорошо применим как для модели черной нефти, так и для композиционной модели. В случае, модели черной нефти компонентами являются: поверхностная нефть, поверхностный газ и вода. В пласте они могут находиться в нескольких фазах. Например, газ может быть как в свободном состоянии, так и растворенным в нефти. Нефть также может находиться как в свободном состоянии, так и быть растворенной в газе (летучая нефть). Таким образом, все, что описано далее относится как к моделям черной нефти так и к композиционным моделям.

Через  $x_{ij}$  обозначим молярную долю компонента  $i$  в фазе  $j$ .

Обозначим через  $r$  расстояние до скважины. Так как течение плоскорадиальное, а пласт изотропный (проницаемость и другие свойства не зависят от направления) то градиент давления будет направлен по радиусу, то есть равен  $dp/dr$ .

Из обобщенного закона Дарси следует, что молярная скорость фильтрации пропорциональна градиенту давления:

$$v_{ij} = M_{ij}(p, S) \cdot dp/dr. \quad (\text{B.1})$$

Здесь:

$v_{ij}$  – молярная плотность потока компонента  $i$  в фазе  $j$ . Размерность моль/м<sup>2</sup>·с;

$S = (s_1, s_2, \dots, s_{n_p})$  – вектор насыщенности фаз. Все его компоненты неотрицательные, а их сумма равна 1;

$M_{ij}(p, S)$  – обобщенная молярная подвижность компонента  $i$  в фазе  $j$ . При этом

$$M_{ij}(p, S) = x_{ij} \frac{b_j(p)K(p)k_j(S)}{\mu_j(p)}, \quad (\text{B.2})$$

где

$b_j(p)$  – молярная плотность фазы  $j$ ;

$K(p)$  – абсолютная проницаемость;

$k_j(S)$  – относительная фазовая проницаемость фазы  $j$ ;

$\mu_j(p)$  – вязкость фазы  $j$ .

Таким образом, обобщенная подвижность учитывает влияние вязкости, объемного коэффициента (через молярную плотность) а также относительной и абсолютной проницаемостей.

Обозначим через:

$$v_i = \sum_{j=1}^{n_p} v_{ij} \text{ суммарную молярную плотность потока компонента } i;$$

$$v = \sum_{i=1}^{n_c} v_i \text{ полную молярную плотность потока.}$$

Аналогично:

$$M_i = \sum_{j=1}^{n_p} M_{ij} \text{ - обобщенная молярная подвижность компонента } i,$$

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} M_i \text{ - полная обобщенная молярная подвижность.}$$

Заметим, что, если течение установившееся, то доля компонентов в потоке смеси должна оставаться постоянной (учитывается только доля в подвижных флюидах). В противном случае это бы означало, что какой-то компонент накапливается в пласте, то есть течение нестационарное. Таким образом, доля каждого компонента в потоке  $z_i$  есть величина постоянная:

$$z_i = \frac{v_i}{v} = \frac{M_i(p, S)}{M(p, S)} = \text{const} \quad (\text{B.3})$$

Это означает, что вектор насыщенности фаз  $S$  не может быть произвольным, а имеет при каждом давлении строго определенное значение. Таким образом, если известна доля каждого компонента в потоке, то можно выразить насыщенность фаз  $S$  как функцию давления  $S(p)$ . Часто это трудно сделать аналитически, но по крайней мере внутри симуляторов возможно численное решение этой задачи. Мы не будем сейчас останавливаться на вопросе существования и единственности для каждого давления  $p$  такого вектора  $S(p)$ , что выполняется (A.3). Обычно ОФП и свойства флюидов заданы так, что это условие выполнено. Пример аналитического нахождения вектора  $S$  по заданному  $p$  будет приведен в главе 3.

Таким образом, обобщенные подвижности становятся известными функция давления  $p$ . Тогда из (A.1) для каждого компонента  $i$  получаем, что

$$v_i = M_i(p) \cdot dp/dr. \quad (\text{B.4})$$

Рассмотрим в пласте цилиндр радиуса  $r$  и высоты  $h$ , в центре которого находится скважина. Так как течение установившееся, то суммарный молярный поток компонента  $i$  через боковую поверхность цилиндра не зависит от радиуса  $r$  и равен молярному дебиту  $Q_i$  этого компонента в скважине. То есть

$$Q_i = 2\pi r h v_i. \quad (\text{B.5})$$

Выражая из (A.5)  $v_i$  и подставляя в (A.4), получаем:

$$\frac{Q_i dr}{2\pi r h} = M_i(p) dp.$$

Интегрируя левую и правую части данного уравнения, получаем формулу для молярного дебита компонента  $i$ :

$$Q_i = \frac{2\pi h}{\ln(R_c/r_w)} (H_i(p_c) - H_i(p_w)) = \frac{2\pi h}{\ln(R_c/r_w)} \int_{p_w}^{p_c} M_i(p) dp.$$

Функцию  $H_i(p)$  в российской литературе называют функцией Христиановича.

Вычислять для каждого компонента свой интеграл неэффективно. Вместо этого достаточно выполнить вычисления только для суммарной обобщенной подвижности, вычислив суммарный молярный дебит всех компонентов:

$$Q = \frac{2\pi h}{\ln(R_c/r_w)} (H(p_c) - H(p_w)) = \frac{2\pi h}{\ln(R_c/r_w)} \int_{p_w}^{p_c} M(p) dp. \quad (\text{B.6})$$

При этом дебит каждого компонента можно найти по его известной доле в потоке:

$$Q_i = z_i \cdot Q. \quad (\text{B.7})$$

Чтобы перейти от молярного дебита компонента к объемному, необходимо разделить молярный дебит на молярную плотность этого компонента в стандартных условиях:

$$q_i = Q_i / b_{\text{comp}i}(p_{\text{srf}}, T_{\text{srf}}). \quad (\text{B.8})$$

Заметим, что в формуле (А.8) подчеркнута возможность зависимости молярной плотности компонента от температуры. При выводе формулы (А.6) предполагалось, что температура в пласте постоянна, но она может не совпадать с температурой в стандартных условиях. Если в стандартных условиях компонент входит более чем в одну фазу, то формула (А.8) теряет смысл, либо молярная плотность  $b_{\text{comp}}$  должна рассчитываться с учетом долей компонента во всех фазах.

Обозначим через  $b_o$  и  $b_g$  – молярные плотности нефти и газа в стандартных условиях. Поскольку на контуре питания нефть недонасыщена газом, то поток однофазный (нефть), но содержит в себе и компоненту газа (в растворенном состоянии) и компоненту нефти. Таким образом молярная доля компонента нефти в потоке известна и составляет:

$$z_o = b_o / (b_o + R_{sbg}).$$

Выразим вектор насыщенностей  $S = (s_o, s_g)$  как функцию давления. Так как  $s_o = 1 - s_g$ , то достаточно это сделать только для газонасыщенности  $s_g$ . Очевидно, что при давлении выше давления насыщения  $p_b$  газонасыщенность равна нулю. При давлении ниже давления насыщения  $p_b$  в пласте будут присутствовать как фаза нефти, содержащая нефть и растворенный газ, так и фаза газа, содержащего только компонент газа. Учитывая принятые зависимости (см. таблицу А.3) и ОФП, молярные подвижности при этом имеют вид:

$$\begin{aligned} M_{oo} &= \Psi_{oo}(p) \cdot (1 - s_g)^2 \\ M_{og} &= \Psi_{og}(p) \cdot (1 - s_g)^2 \\ M_{gg} &= \Psi_{gg}(p) \cdot s_g^2 \\ M &= M_{oo} + M_{og} + M_{gg} \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} \Psi_{oo}(p) &= \frac{b_o}{B_o(p)\mu_o(p)} \\ \Psi_{og}(p) &= \frac{b_g R_s(p)}{B_o(p)\mu_o(p)} \\ \Psi_{gg}(p) &= \frac{0.5 \cdot b_g}{B_g(p)\mu_g(p)} \end{aligned}$$

Тогда

$$z_o = \frac{M_{oo}}{M} = \frac{\Psi_{oo}(p) \cdot (1 - s_g)^2}{(\Psi_{oo}(p) + \Psi_{og}(p)) \cdot (1 - s_g)^2 + \Psi_{gg}(p) \cdot s_g^2}$$

После несложных алгебраических преобразований получаем:

$$\left( \frac{s_g}{1 - s_g} \right)^2 = \Psi(p),$$

где  $\Psi(p) = \frac{(1 - z_o)\Psi_{oo}(p) - z_o\Psi_{og}(p)}{z_o\Psi_{gg}(p)}$ .

Отсюда

$$s_g(p) = \frac{\sqrt{\Psi(p)}}{1 + \sqrt{\Psi(p)}}.$$

Теперь, когда насыщенность выражена как функция давления, можно записать полную молярную подвижность как функцию давления. Однако аналитическое вычисление интеграла от полной молярной подвижности весьма затруднительно. Поэтому данный интеграл вычислен численно с точностью до 6 значащих цифр. В результате, по формулам (В.6)-(В.8) получено значение дебита нефти 62.455 м<sup>3</sup>/сут. Будем называть это значением, полученным аналитически.

### 3.6 Критерии оценки

Оценивается отклонение расчетного значения дебита нефти через год после начала моделирования от эталонного значения 62.455 м<sup>3</sup>/сут.

Допустимая относительная погрешность 5 процентов.

## ГОСТ Р

(проект, первая редакция)

Тест 4 Газоконденсатная залежь, разрабатываемая на забойных давлениях ниже давления начала конденсации

Полный перечень параметров модели приведен в таблице В.4.

### 4.1 Описание модели пласта

Рассматривается горизонтальный однородный изотропный пласт круглой формы (в плане). Размерность сетки фильтрационной модели 21x21x1. Радиус круга (по центрам ячеек) 1000м. Размер ячейки в плане 100 м. Мощность пласта 10 м. Пористость 20 процентов, проницаемость 0,01 мкм<sup>2</sup>.

### 4.2 Свойства флюидов

Модель двухфазная: нефть, газ.

Свойства флюидов и зависимости PVT-свойств от давления представлены в таблице 4.

### 4.3 Относительные фазовые проницаемости

Остаточная нефтенасыщенность (при вытеснении нефти газом) равна 10 процентам. ОФП заданы квадратичными зависимостями:

$$k_o(s) = \begin{cases} (1 - s/0.9)^2, & \text{при } s \leq 0.9 \\ 0, & \text{при } s > 0.9 \end{cases}$$
$$k_g(s) = \begin{cases} 0.5 \cdot (s/0.9)^2, & \text{при } s \leq 0.9 \\ 5s - 4, & \text{при } s > 0.9 \end{cases}$$

где  $s$  – газонасыщенность.

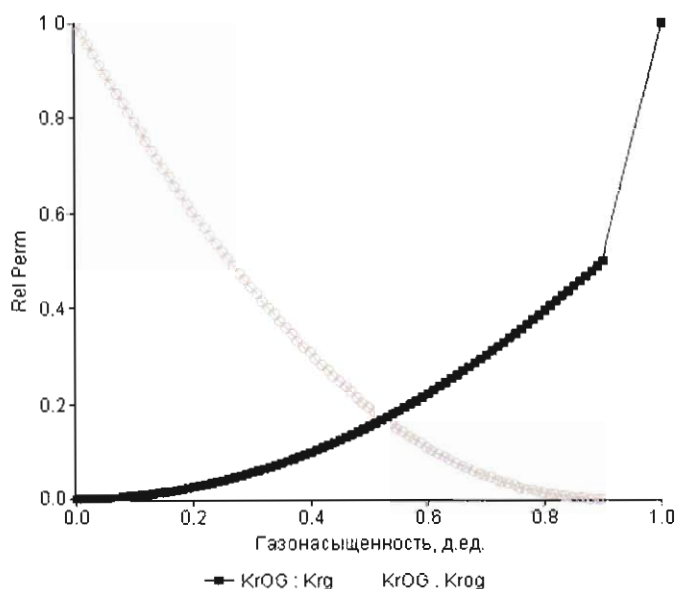


Рисунок В.5 – Относительные фазовые проницаемости

### 4.4 Начальные и граничные условия

В граничных ячейках либо за счет увеличения порового объема, либо иным способом задается условие постоянного давления (контур питания). Начальное пластовое давление 15 МПа. Вертикальная добывающая скважина располагается в центре модели в ячейке (11,11,1) и вскрывает перфорацией всю толщину пласта. Забойное давление 3 МПа. Расчет выполняется на 1 год. Дебит нефти на конец расчета считается установившимся.

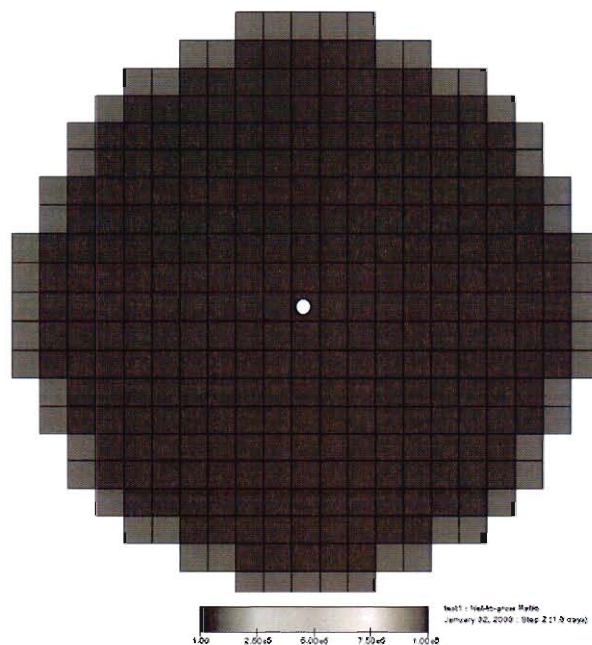


Рисунок В.6 – Начальные и граничные условия

Таблица В.4 Параметры модели теста 4.

Параметр	Значение или зависимость, здесь p – давление, 0.1 МПа (бар)
Мощность пласта h, м	10
Пористость, д.ед.	0.2
Проницаемость K, мкм <sup>2</sup>	0.01
Радиус контура питания R <sub>c</sub> , м	1000
Радиус скважины r <sub>w</sub> , м	0.108
Давление на контуре питания p <sub>c</sub> , МПа	30
Давление точки росы p <sub>b</sub> , МПа	23
Забойное давление p <sub>w</sub> , МПа	15
Объемный коэффициент нефти, предельно насыщенной газом V <sub>o</sub> , д.ед	$5.59 \cdot 10^{-4} \cdot p^{1.67}$
Вязкость нефти, предельно насыщенной газом μ <sub>o</sub> , мПа·с	$0.162 \cdot p^{-0.000476}$
Газосодержание R <sub>s</sub> нефти, предельно насыщенной газом, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$3.08 \cdot 10^{-3} \cdot p^{2.36}$
Объемный коэффициент газа, предельно насыщенного нефтью V <sub>g</sub> , д.ед.	$0.392 \cdot p^{-0.846}$
Объемный коэффициент газа, недонасыщенного нефтью с R <sub>v</sub> равным начальному, д.ед.	$0.392 \cdot p_b^{1-0.846} / p$
Вязкость газа, предельно насыщенного нефтью μ <sub>g</sub> , мПа·с	$8.66 \cdot 10^{-6} \cdot p^{1.6}$

Вязкость газа, недонасыщенного нефтью с $R_v$ равным начальному, мПа·с	$8.66 \cdot 10^{-6} \cdot p_b^{1.6} \cdot (1 + 0.001(p - p_b))$
Плотность разгазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	780
Молярная масса нефти, г/моль	132
Молярная масса газа, г/моль	25.83

#### 4.5 Эталонные результаты моделирования

Аналитическое значение дебита газа находится тем же методом и по аналогичным формулам, что и в тесте 3. С учетом принятых зависимостей свойств от давления получаем следующее аналитическое значения дебита газа: 300.308 тыс.м3/сут.

#### 4.6 Критерии оценки

Оценивается отклонение расчетного значения дебита газа через год после начала моделирования от эталонного значения 300.308 тыс.м3/сут.

Допустимая относительная погрешность 5 процентов.



Приложение Г  
(справочное)  
Матрица применения технологий ПО гидродинамического моделирования

Функционал ПО	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Варианты моделей месторождений		Моделирование пластового флюида	Расчет равновесного начального состояния модели	Задание условий на границах расчетной области	Оценка начальных запасов УВ	Контроль непротиворечивости модели	Адаптация модели по истории разработки	Выполнение прогнозных расчетов	Параметральные вычисления	Учет притока к газовым скважинам	Возможность детализации сетки в околоскважинной зоне	Моделирование закачки полимеров	Моделирование закачки CO <sub>2</sub>	Моделирование волнового воздействия - моделирование поочередной закачки воды и газа, а также совместной одновременной закачки	Моделирование неизотермической фильтрации	Учет течения флюида в стволах ГС	Моделирование ГПП	Композиционное моделирование	Псевдо композиционное моделирование	Модели двойной пористости / двойной проницаемости	Моделирование добычи метана из угольных пластов	Моделирование добычи сланцевых газов	Визуализация и анализ результатов моделирования	Совместного использования с системами моделирования сетки сбора и транспорта	Адаптация и расчет неопределенности показателей разработки месторождения
Моделирование газовых залежей: - сухой газ - двухфазный поток газа и воды - жирный газ		+	+	+	+	+	если применимо	+	+	+	+					если применимо	если применимо			если применимо			+	+	+

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Моделирование ПХГ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+					если применимо							+	+	+
Моделирование нефтяных залежей																								
первичные методы извлечения	+	+	+	+	+	если применимо	+	+		+						+			если применимо			+	+	+
заводнение	+	+	+	+	+	если применимо	+	+		+						+			если применимо			+	+	+
водогазовое воздействие	+	+	+	+	+	если применимо	+	+		+			+			+			если применимо			+	+	+
закачка газа	+	+	+	+	+	если применимо	+	+		+		+				+	+		если применимо			+	+	+
закачка ПАВ, полимеров	+	+	+	+	+	если применимо	+	+		+							+		если применимо			+	+	+

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
<b>Моделирование газоконденсатных залежей</b>																									
первичные методы извлечения (моделирование истощения)	+	+	+	+	+	если применимо	+	+	+	+						+	+	+	если применимо			+	+	+	
сайклинг процесс	+	+	+	+	+	если применимо	+	+					+			+		+	если применимо			+	+	+	
<b>Нетрадиционные газовые залежи</b>																									
добыча метана из угольных пластов	+	+	+	+	+	если применимо	+	+	+	+		+				+			если применимо			+	+	+	
газовые залежи в сланцах	+	+	+	+	+	если применимо	+	+				+				+			если применимо			+	+	+	
<b>Моделирование залежей тяжелых нефтей и природных битумов</b>																									
закачка пара	+	+	+	+	+	если применимо	+	+					+				+		если применимо			+	+	+	

**ГОСТ Р**  
(проект, первая редакция)

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
циклическая закачка пара	+	+	+	+	+	если принято	+	+		+			+	+			+		если принято			+	+	+

**Библиография**

- [1] РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений.
- [2] РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.
- [3] Математическое моделирование пластовых систем.- Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 416 стр. Азиз Х., Сеттари Э.
- [4] Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели), Д.Н. Болотник, О.Ю. Динариев, М.М. Максимов, Л.П. Рыбицкая.0
- [5] Москва ОАО «ВНИИОЭНГ» 2003г. Разработаны Федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации.