ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 56450— 2015

Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Основные функциональные и технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

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 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 июня 2015 г. № 671-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Октябрь 2018 г.

*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 ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «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, оформление, 2015, 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

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Основные функциональные и технические требования

Gas, gas condensate, oil and gas and oil-gas condensate deposits. Software for hydraulic simulation of surface network and facilities. Main functional and technical requirements

Дата введения — 2016—05—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к программному обеспечению для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

1.2 Положениями настоящего стандарта руководствуются следующие субъекты хозяйственной деятельности:

- использующие программное обеспечение для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений;
- разрабатывающие программное обеспечение для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.417 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

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

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

ГОСТ 19.603 Единая система программной документации. Общие правила внесения изменений

ГОСТ 28195 Оценка качества программных средств. Общие положения

ГОСТ Р 8.645 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение работ по геологическому изучению, использованию и охране недр в Российской Федерации. Основные положения

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

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

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

Издание официальное

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

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.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **интегрированная модель:** Математическая модель месторождения и промысла, которая состоит из одной или нескольких гидродинамических моделей, модели системы сбора и подготовки продукции и моделей течения флюидов в скважинах, которые решаются совместно.

3.2 **резервуарный парк:** Комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения или накопления жидких продуктов (нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородов, химических продуктов, воды и др.); оборудуется технологическими трубопроводами, запорной арматурой, насосными установками для внутрипарковых перекачек, системами сокращения потерь продуктов, безопасности, пожаротушения и средствами автоматизации.

3.3

трубопровод: Сооружение, состоящее из соединенных между собой труб с запорной арматурой и предназначенное для транспорта продуктов в газообразном, жидком или двухфазном состоянии.

[[1], статья 1.3]

Примечание — В программном обеспечении для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов принято: многофазный трубопровод транспортирует продукцию скважин в трехфазном состоянии (жидкая УВ фаза, газообразная УВ фаза, вода).

3.4 **управляющая фаза:** Фаза, дебит которой передается моделью поверхностной сети для выполнения следующего расчетного шага; дебиты остальных фаз рассчитываются гидродинамическим симулятором исходя из необходимости обеспечения заданного дебита управляющей фазы.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ДКС — дожимная компрессорная станция;
ДНС — дожимная насосная станция;
КПД — коэффициент полезного действия;
ММП — многолетнемерзлые породы;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
ПД — программная документация;
ПО — программное обеспечение;
ССПУ — системы сбора и подготовки углеводородов;
УВ — углеводороды;
УКПГ — установка комплексной подготовки газа;
УППГ — установка предварительной подготовки газа;
УППН — установка подготовки и перекачки нефти;
PVT — pressure (давление) volume (объем) temperatute (температура).

5 Общие положения

Программное обеспечение для гидродинамического моделирования ССПУ позволяет проводить численное моделирование течения флюидов от забоев скважин через поверхностные сети сбора и транспорта до УКПГ, УППГ, ДКС, ДНС или УППН, а при необходимости и далее до точек сдачи продукции в магистральные нефтегазопроводы или до резервуарных парков [2], [3].

Программное обеспечение для гидродинамического моделирования ССПУ может применяться как самостоятельно, так и в связке с гидродинамической моделью пласта (гидродинамическими моделями пласта) в составе интегрированной модели (пласт—поверхность).

Программное обеспечение для гидродинамического моделирования ССПУ применяется для решения следующих задач:

- оптимизация конструкции скважин;
- оптимизация конфигурации системы сбора и транспорта;
- оценка потенциала скважин, месторождений или отдельных групп скважин с учетом наземной инфраструктуры;
- прогнозирование показателей работы месторождений с учетом ограничений наземной инфраструктуры и возможностей оборудования;
- оптимизация режимов работы скважинного и поверхностного оборудования;
- ретроспективные и прогнозные расчеты балансов промысловой подготовки углеводородов;
- определение параметров пластовой смеси на входе в УКПГ, УППН;
- расчет режимов газосборной сети (в том числе условий образования жидкостных пробок в полости трубопроводов) и оборудования УКПГ;
- проектирование обустройства месторождений.

6 Исходные данные для программного обеспечения гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов

6.1 Параметры компонентов модели:
- насосов;
- компрессоров;
- запорно-регулирующей арматуры;
- конструктивных элементов скважин;
- сепараторов;
- охладителей;
- подогревателей;
- инжекционных клапанов (точек подачи ингибиторов);
- адсорберов.

6.2 PVT свойства и/или компонентный состав флюидов.

6.3 Параметры модели эмульсии (на основе лабораторных опытов).

6.4 Параметры модели неньютоновской нефти (на основе лабораторных опытов).

6.5 Параметры модели асфальтосмолопарафиновых отложений.

6.6 Содержание воды в газе.

6.7 Характеристики закачиваемых ингибиторов (гидратообразования).

6.8 Геометрия и параметры скважин:
- траектория;
- интервалы перфорации скважин в измеренных или абсолютных глубинах;
- внутренний диаметр и шероховатость НКТ;
- внутренний диаметр, шероховатость и эквивалентная длина фонтанной арматуры;
- расположение компонентов модели, перечисленных в 6.1;
- расположение датчиков;
- температура вмещающих пород (обычно в виде зависимости температуры от глубины, отражающей также наличие ММП);
- эффективная теплопроводность (между НКТ и окружающими породами).

6.9 Геометрия и параметры трубопроводов и шлейфов:
- длина и профиль;
- внутренний диаметр и шероховатость;

- толщина стенки трубопровода;
- толщина и теплопроводность теплоизоляции трубопровода,
- расположение «точечных» компонентов модели;
- расположение датчиков;
- температура внешней среды (вмещающих пород, морской воды или окружающего воздуха, в том числе с учетом сезонных колебаний);
- эффективная теплопроводность (между трубопроводом и внешней средой).

6.10 Схема соединения трубопроводов и кустования скважин.

6.11 Данные для исторических расчетов и калибровки моделей:

- история изменений в конструкции скважин и системе трубопроводов (смена колонны, замена насоса на более мощный, перекладка или перекоммутация трубопроводов и т. д.);
- история изменения рабочих точек оборудования (изменение мощности насоса, проходного диаметра штуцера и т. д.);
- исторические значения давлений, температур и расходов фаз по точкам, в которых проводились измерения.

6.12 Данные для прогнозных расчетов:

а) фиксированное или минимальное значение давления в конечной точке системы сбора (УППН, УКПГ и т. д.) или на выходе объекта подготовки (УППГ, УППН, УКПГ и т. д.);

б) целевое (плановое) или максимальное значение добычи нефти или газа или профиль добычи нефти или газа по годам, включая максимальное значение;

в) планируемые (возможные) изменения системы трубопроводов;

г) имеющиеся дополнительные ограничения (на добычу воды, скорость потока, добычу газа или конденсата, потребление электроэнергии и т. д.);

д) прогнозные составы добываемого флюида;

е) давление на выходе УКПГ (или ДКС);

ж) технологические ограничения по давлению, температуре и производительности оборудования УКПГ;

и) технологические ограничения оборудования дожимных компрессорных станций;

к) диапазон изменения диаметров проходного сечения устьевых штуцеров и кранов-регуляторов на газосборных шлейфах на входе в УКПГ;

л) граничные условия на скважинах:

1) кривые зависимости дебитов фаз от забойного давления, полученные из гидродинамической модели.

Примечание — Обычно меняются во времени по мере истощения месторождения.

2) модели материального баланса;

3) параметрические модели скважин.

Примечание — Обычно для получения граничных условий на скважинах используется одно из перечисленного выше.

6.13 Единицы измерения исходных данных

Исходные данные для ПО гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов измеряют в системе СИ в соответствии с ГОСТ 8.417 и ГОСТ Р 8.645.

7 Функциональные требования к программному обеспечению гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов

7.1 Импорт, подготовка и проверка исходных данных, перечисленных в разделе 6.

7.2 ПО должно обеспечивать в каждой точке сети расчет следующих параметров:

- скорости фаз;
- расходные и истинные содержания фаз;
- температура;
- давление;
- объемные и массовые расходы фаз;
- режим течения среды (для многофазных потоков);
- возможность образования гидратов.

7.3 При этом следует учитывать следующие процессы (эффекты):

- зависимость дебита скважины от забойного давления (депрессии);
- теплообмен с вмещающими породами;
- потери давления и температуры (при дросселировании газа и газоконденсатной смеси) на дросселях (штуцерах);
- работа насосов и компрессоров (с учетом их КПД и прочих ограничений, например на минимальное давление всасывания);
- сепарация флюидов;
- фазовые превращения в системе нефть—газ;
- фазовые превращения в системе газ—вода (в части выпадения конденсационной воды и испарения воды при нагревании);
- потери давления и температуры при движении флюидов по скважинам и трубопроводам;
- проскальзывание фаз при различных режимах многофазного потока;
- стратифицированный поток в трубопроводах с учетом профиля распределения скоростей фаз в сечении трубы.

7.4 При расчетах должны учитываться следующие основные физические закономерности:

- сохранение массы по компонентам;
- сохранение энергии;
- сохранение момента импульса (импульса);
- динамический режим транспорта углеводородов.

7.5 При работе в режиме интегрированной модели ПО должно обеспечивать двунаправленный обмен данными с гидродинамическим симулятором на каждом расчетном шаге, а именно:

- получение текущих значений продуктивности скважин по газу нефти и воде на каждый шаг расчета;
- передачу в гидродинамический симулятор целевых значений дебита управляющей фазы (либо забойных давлений);
- одновременное взаимодействие с несколькими независимыми гидродинамическими моделями и синхронизация их временных шагов (для случаев, когда несколько месторождений или объектов разработки работают на общую систему сбора).

7.6 ПО должно обеспечивать возможность:

- расчета коэффициента теплопередачи на основании теплофизических свойств продукта, материала трубопровода, наличия и свойств теплоизоляции и свойств окружающей среды;
- выбора уравнения состояния для расчета фазовых превращений углеводородов (при условии композиционного моделирования);
- выбора методики расчета участков трубопроводов;
- работы в режиме верификации добычи,

Примечание — Задаются дебиты фаз, забойные давления и температуры на забоях скважин, минимальное давление в конечной точке сети, а также прочие ограничения, результатом расчета являются рабочие параметры оборудования (мощности насосов, проходные диаметры штуцеров и т. д.), а также давление и температура в конечной точке сети, позволяющие обеспечить заданные показатели, если возможно;

- работы в режиме адаптации по фактическим данным;

Примечание — Задаются фактические давления в узлах сети и фактические рабочие точки оборудования, а результатом являются дебиты фаз по скважинам, группам скважин и месторождению в целом;

- прогноза.

Примечание — Задаются значения давления в конечной точке сети и рабочие точки оборудования, а результатами расчета являются дебиты фаз по скважинам, группам скважин и месторождению в целом;

- оптимизации.

Примечание — Задаются минимальные значения давления в конечной точке сети и максимальные (целевые) значения дебитов нефти или газа, а также дополнительные ограничения. Результатом расчета являются дебиты фаз по скважинам, группам скважин и месторождению в целом, а также оптимальные рабочие параметры оборудования и значение давления в конечной точке сети, а также необходимые объемы подачи ингибиторов гидратообразования.

8 Требования к документированию программного обеспечения гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов

8.1 Для ПО для гидродинамического моделирования ССПУ разрабатывают ПД в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО/МЭК 15910 и ГОСТ Р 53712. Общие требования к ПД соответствуют ГОСТ 19.105.

8.2 Дублирование, учет и хранение ПД проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 19.601. 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 систем сбора и подготовки углеводородов

ПО должно удовлетворять следующим основным требованиям:

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

10 Подтверждение соответствия программного обеспечения гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов

Подтверждение соответствия ПО для гидродинамического моделирования ССПУ оценивают в соответствии с ГОСТ 28195, ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126 и ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119 путем:

- экспертного анализа руководства пользователя с проверкой наличия описания функциональности, реализующей положения настоящего стандарта;
- физического запуска и экспертного анализа предоставленных производителем ПО тестов (включенных в состав поставки ПО или предоставленных разработчиками ПО), демонстрирующих реализацию функциональности.

Библиография

[1]	ОСТ 51.54—79	Транспорт газа трубопроводный. Основные термины и определения
[2]	РД 153-39.0-047—00	Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений
[3]	ВНТП 3—85	Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений

УДК 004.45:006.354 ОКС 35.080 ОКП 42 5400

Ключевые слова: программное обеспечение, гидродинамическое моделирование систем сбора и подготовки углеводородов, исходные данные, функциональные требования, технические требования

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *А.А. Ворониной*

Сдано в набор 31.10.2018. Подписано в печать 13.11.2018. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал
Усл. печ. л. 1.40. Уч.-изд. л. 1,24

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru