ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 72406— 2025

КОНДЕНСАТ ГАЗОВЫЙ НЕСТАБИЛЬНЫЙ

Состав и физико-химические свойства. Общие положения

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2026

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 052 «Природный и сжиженные газы»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 ноября 2025 г. № 1482-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 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

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2026

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, сокращения и обозначения 4
4 Схема производства и характеристики газового конденсата 9
4.1 Процессы получения нестабильного газового конденсата 9
4.2 Технологически значимые характеристики газового конденсата 11
4.3 Состав и основные способы его определения 11
4.3.1 Основные виды составов 11
4.3.2 Единицы измерения для выражения состава 11
4.4 Физико-химические свойства газового конденсата и его фракций 12
4.4.1 Цели и методы определения физико-химических свойств газового конденсата 12
4.4.2 Общая характеристика физико-химических свойств газового конденсата 12
5 Использование информации о составах и физико-химических свойствах газового конденсата 15
6 Форматы компонентно-фракционных составов газового конденсата 17
6.1 Структура компонентно-фракционного состава газового конденсата 17
6.2 Алгоритм выбора оптимального формата компонентно-фракционного состава газового конденсата 19
7 Определение компонентно-фракционного состава и физико-химических свойств газового конденсата 21
7.1 Организация и выполнение исследований состава и свойств газового конденсата 21
7.2 Определение компонентно-фракционного состава газового конденсата 21
7.3 Определение физико-химических свойств фракций 22
Приложение А (справочное) Пояснения к терминам 23
Приложение Б (справочное) Примеры форматов представления состава газового конденсата в зависимости от направления использования 27
Приложение В (справочное) Справочные данные по физико-химическим свойствам компонентов газового конденсата 29
Приложение Г (справочное) Примеры физико-химических свойств различных типов псевдокомпонентов газового конденсата 31
Библиография 42

Введение

В связи с постоянно нарастающими в последние годы объемами добычи, транспортирования и переработки жидких углеводородных флюидов и, в частности, нестабильного газового конденсата в Российской Федерации, все более актуальными являются вопросы эффективности его дальнейшего использования и глубины переработки. Организация оптимальных процессов планирования и управления при добыче, подготовке и переработке нестабильного газового конденсата (далее – КГН) возможна только при условии наличия достоверной и достаточно детальной информации о его составе и физико-химических свойствах.

Высокая сложность и трудоемкость стандартизированных и применяемых методик определения состава КГН и значительное различие их по детальности, получаемым результатам и форматам представления состава КГН предопределяет необходимость в регламентации выбора достаточно точного и информативного метода и требуемого представления результата в зависимости от технологической задачи, для решения которой будут использоваться результаты этих определений.

Обоснование выбора оптимальной для конкретного технологического применения методики определения физико-химических свойств и состава КГН должно осуществляться исходя из анализа требуемых метрологических научно-методических и практических аспектов каждой конкретной методики, а также возможности получения достаточно подробной и точной информации о составе и физико-химических свойствах КГН.

Важнейшим фактором является также возможность применения полученных данных о составе и физико-химических свойствах КГН в вычислительных методиках и моделях технологических процессов при определении балансов, составов и физико-химических свойств углеводородного сырья и продуктов его переработки. В зависимости от уровня сложности решаемых технологических задач, возможно применение как высоко детализированных, так и более простых и менее трудоемких экспрессных методик, что позволит значительно оптимизировать деятельность химико-аналитических (испытательных) лабораторий, работающих с КГН.

Основными задачами, на решение которых направлена разработка настоящего стандарта, являются:

- установление обобщенной и единообразной терминологической системы по тематике КГН в привязке к технологической цепочке последовательности его получения, подготовки и переработки от газоконденсатного промысла до перерабатывающих предприятий (заводов);
- разработка алгоритма формирования оптимальных форматов представления состава нестабильного газового конденсата для решения конкретных технологических, научных и проектных задач;
- разработка рекомендаций по определению состава нестабильного газового конденсата и свойств его узких фракций для совершенствования и унификации методик их экспериментального определения с целью их реализации в последующих нормативных документах.

Настоящий стандарт рекомендован к применению в подразделениях организаций, осуществляющих аналитический контроль состава и физико-химических свойств нестабильного газового конденсата и сопутствующих промежуточных полупродуктов при процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и передачи его потребителям.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

КОНДЕНСАТ ГАЗОВЫЙ НЕСТАБИЛЬНЫЙ

Состав и физико-химические свойства. Общие положения

Unstable gas condensate. Composition and physicochemical properties. General provisions

Дата введения — 2026—02—01
с правом досрочного применения

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на углеводородное сырье и продукты промысловой подготовки добытых углеводородных флюидов газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: нестабильный газовый конденсат, получаемый на установках промысловой подготовки в технологическом процессе разделения добываемого газоконденсатного флюида, а также на его смеси с сырой (нестабильной) нефтью, добываемой из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений совместно с конденсатом, или добываемой отдельно и направляемой в систему подготовки и транспортирования конденсата (нефтеконденсатную смесь), а также на продукты их дегазации и стабилизации.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на нефть, добытую из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений и подготовленную на нефтепромыслах отдельно от конденсата, а также добываемую из нефтяных скважин нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых месторождений, и на продукты ее переработки.

Примечание — Действие настоящего стандарта допускается распространять на нефтегазоконденсатные смеси, в состав которых входят нестабильный газовый конденсат и сырая или подготовленная нефть перечисленных выше типов месторождений в качестве примеси, а также на продукты их дегазации и стабилизации. Термины с соответствующими определениями для нефтяных флюидов приведены в настоящем стандарте с целью их идентификации в составе нефтегазоконденсатных смесей и четкой дифференциации от терминов и соответствующих определений, относящихся к газоконденсатным флюидам.

1.3 Настоящий стандарт применяют при необходимости выбора и обоснования оптимального формата представления состава для конкретной научной, проектной, технологической задачи или методики определения (прямого измерения или вычисления) физико-химических свойств нестабильного газового конденсата или нефтегазоконденсатной смеси.

1.4 Настоящий стандарт является методологической основой для совершенствования и развития экспериментальных методов выполнения измерений и программных средств обработки результатов с целью повышения точности определения составов нестабильных газовых конденсатов и физико-химических свойств их узких фракций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.599 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность светлых нефтепродуктов. Таблицы пересчета плотности к 15 °С и 20 °С и к условиям измерения объема

ГОСТ 8.601 Государственная система обеспечения единства измерений. Давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов. Методика измерений

Издание официальное

ГОСТ 33 Нефть и нефтепродукты. прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости

ГОСТ 1756 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 1929 Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре

ГОСТ 2177 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава

ГОСТ 2477 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 3900 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 5066 Топлива моторные. Методы определения температур помутнения, начала кристаллизации и замерзания

ГОСТ 6370 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 7163 Нефтепродукты. Метод определения вязкости автоматическим капиллярным вискозиметром

ГОСТ 10577 Нефтепродукты. Метод определения содержания механических примесей

ГОСТ 11011 Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2

ГОСТ 11851 Нефть. Методы определения парафинов

ГОСТ 14870 Продукты химические. Методы определения воды

ГОСТ 17310 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 17323 Топливо для двигателей. Метод определения меркаптановой и сероводородной серы потенциометрическим титрованием

ГОСТ 17567 Хроматография газовая. Термины и определения

ГОСТ 18995.1 Продукты химические жидкие. Методы определения плотности

ГОСТ 18995.2 Продукты химические жидкие. Метод определения показателя преломления

ГОСТ 20287 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания

ГОСТ 21534 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ 24614 Жидкости и газы, не взаимодействующие с реактивом Фишера. Кулонометрический метод определения воды

ГОСТ 28781 Нефть и нефтепродукты. Метод определения давления насыщенных паров на аппарате с механическим диспергированием

ГОСТ 28967 Битумы нефтяные. Рентгенофазовый метод определения парафинов

ГОСТ 31369 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31371.7 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 31872 Нефтепродукты жидкие. Определение группового углеводородного состава методом флуоресцентной индикаторной адсорбции

ГОСТ 31874 Нефть сырая и нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров методом Рейда

ГОСТ 32393 Нефтепродукты. Определение температуры застывания методом вращения

ГОСТ 32401 Топлива авиационные. Метод определения механических примесей

ГОСТ 32507 Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии

ГОСТ 33157 Нефтепродукты. Метод определения давления насыщенных паров (мини-метод)

ГОСТ 33690 Нефть и нефтепродукты. Определение сероводорода, метил- и этилмеркаптанов методом газовой хроматографии

ГОСТ 33768 Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей

ГОСТ 33902 Нафта. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии

ГОСТ 33910 Нефтепродукты. Определение температуры застывания. Автоматический метод с импульсным давлением

ГОСТ 34711 Газ природный. Определение массовой концентрации водяных паров

ГОСТ 34721 Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом

ГОСТ 34723 Газ природный. Определение серосодержащих компонентов методом газовой хроматографии

ГОСТ 34770 Газ природный. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

ГОСТ 35033 Газ природный. Определение содержания водяных паров сорбционными методами

ГОСТ ISO 3675 Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра

ГОСТ ISO 22854 Нефтепродукты жидкие. Определение группового содержания углеводородов и кислородсодержащих соединений в автомобильном бензине и автомобильном этанольном топливе (Е85) методом многомерной газовой хроматографии

ГОСТ EN 12662 Нефтепродукты жидкие. Метод определения механических примесей в средних дистиллятах, дизельном топливе и метиловых эфирах жирных кислот

ГОСТ Р 50802 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов

ГОСТ Р 51069 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром

ГОСТ Р 52063 Нефтепродукты жидкие. Определение группового углеводородного состава методом флуоресцентной индикаторной адсорбции

ГОСТ Р 52714 Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии

ГОСТ Р 52247 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений

ГОСТ Р 53521 Переработка природного газа. Термины и определения

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

ГОСТ Р 53706 Топлива авиационные. Метод определения температуры замерзания

ГОСТ Р 53707 Нефтепродукты. Метод дистилляции при атмосферном давлении

ГОСТ Р 54910 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения

ГОСТ Р 55997 Конденсат газовый стабильный, широкая фракция легких углеводородов, сжиженные углеводородные газы. Определение метанола методом газовой хроматографии

ГОСТ Р 56539 Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения материального баланса. Основные технические требования

ГОСТ Р 56676 Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования

ГОСТ Р 56718 Дистилляты и конденсат газовый стабильный. Определение серосодержащих соединений методом газовой хроматографии

ГОСТ Р 56720 Нефтепродукты и конденсат газовый стабильный. Определение фракционного состава методом газовой хроматографии

ГОСТ Р 57851.1 Смесь газоконденсатная. Часть 1. Газ сепарации. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии

ГОСТ Р 57851.2 Смесь газоконденсатная. Часть 2. Конденсат газовый нестабильный. Определение компонентно-фракционного состава методом газовой хроматографии с предварительным разгазированием пробы

ГОСТ Р 57851.3 Смесь газоконденсатная. Часть 3. Конденсат газовый нестабильный. Определение компонентно-фракционного состава методом газовой хроматографии без предварительного разгазирования пробы

ГОСТ Р 57975.1 Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии

ГОСТ Р 72083 Конденсат газовый нестабильный. Руководство по отбору проб

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 ут-

верждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный 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 отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, сокращения и обозначения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 17567, ГОСТ Р 53521, ГОСТ Р 53554, ГОСТ Р 54910, а также следующие термины:

3.1.1 **пластовый флюид** *(Нрк. пластовая смесь)*: Природная смесь углеводородов различного строения с примесью неуглеводородных компонентов, гетеросоединений и воды, находящаяся в пласте в зависимости от состава и термобарических условий в однофазном газовом или жидком состоянии, или в виде смеси газовой и жидкой фаз.

3.1.2 **пластовый газ:** Пластовый флюид, находящийся в пласте в однофазном газовом состоянии при термобарических условиях пласта.

3.1.3 **пластовый газовый конденсат:** Жидкая фаза, выделившаяся из однофазного газового пластового флюида газоконденсатной залежи, находящаяся в пласте в однофазном жидком состоянии при термобарических условиях пласта.

3.1.4 **пластовая газоконденсатная смесь:** Пластовый флюид газоконденсатной залежи, находящийся в пласте в виде смеси газовой и жидкой фаз при термобарических условиях пласта.

3.1.5 **пластовая нефть нефтяных оторочек НГКМ:** Пластовый флюид нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, находящийся в пласте в однофазном жидком состоянии при термобарических условиях пласта.

3.1.6 **добытый флюид:** Часть пластового флюида, извлеченная из пласта для последующей промысловой обработки.

Примечания

1 Часть пластового флюида, находящуюся в процессе извлечения из пласта и направляемую в систему сбора и промысловой подготовки, называют добываемым флюидом.

2 Добываемый флюид представляет собой многофазную систему, состоящую из жидкой и газообразной углеводородных фаз, а также жидкой водной фазы.

3.1.7 **углеводородный флюид;** УВФ: Обобщающее наименование пластовых, добываемых и добытых флюидов газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, промежуточных и подготовленных продуктов их промысловой подготовки и первичной переработки на различных стадиях технологических процессов.

Примечание — Под первичной переработкой в настоящем стандарте подразумевают процессы частичной дегазации (например, деэтанизации) и стабилизации выделенного из добытого флюида газового конденсата или нефтегазоконденсатной смеси.

3.1.8 **углеводородное сырье;** УВС: Обобщающее наименование всех видов углеводородных флюидов, используемых в качестве сырья технологических процессов промысловой подготовки и переработки.

3.1.9 **стандартные термобарические условия;** стандартные условия; СУ: Установленные значения температуры 293,15 К (20,0 °С) и абсолютного давления 101,325 кПа, при которых по умолчанию определяют фазовое состояние и физико-химические свойства углеводородных флюидов.

3.1.10 **жидкие углеводородные флюиды; жидкие углеводороды;** ЖУ: Углеводородные флюиды, находящиеся в однофазном жидком состоянии в диапазоне рабочих давлений выше давления начала кипения при соответствующих значениях рабочей температуры.

3.1.11 **нестабильные жидкие углеводороды;** НЖУ: Жидкие углеводороды, находящиеся в однофазном жидком состоянии в диапазоне рабочих давлений выше давления начала кипения при соответствующих значениях рабочей температуры технологических процессов, но переходящие в двухфазное газожидкостное состояние при стандартных условиях.

Примечание — К НЖУ относят такие углеводородные флюиды, как КГН, ШФЛУ, НГКС, деметанизированный, деэтанизированный и депропанизированный конденсаты, деэтанизированную НГКС, добытую нефть и т. п.

3.1.12 **стабильные жидкие углеводороды;** СЖУ: Жидкие углеводороды, находящиеся в однофазном жидком состоянии при стандартных условиях.

3.1.13 **газоконденсатный флюид;** ГКФ (*Нрк. газоконденсатная смесь*): Обобщающее наименование пластовых, добываемых и добытых флюидов газоконденсатных месторождений или газоконденсатных залежей нефтегазоконденсатных месторождений.

3.1.14 **газовый конденсат;** конденсат: Жидкая смесь углеводородов различного строения широкого фракционного состава, содержащая примеси неуглеводородных компонентов, гетеросоединений, технологических реагентов и следовые количества других веществ, выделяемая из газоконденсатного флюида в процессе фазового разделения.

Примечание — К неуглеводородным компонентам газового конденсата относят воду, растворы технологических реагентов (ингибиторов коррозии и/или гидратообразования), неорганические соли, неорганические сернистые соединения и т.п.

3.1.15 **нестабильный газовый конденсат;** конденсат (газовый) нестабильный; КГН: Конденсат, имеющий давление начала кипения выше атмосферного при стандартной температуре.

Примечание — КГН по фазовому состоянию относят к НЖУ.

3.1.16 **стабильный газовый конденсат;** конденсат (газовый) стабильный; КГС: Конденсат, из которого удалена основная часть газообразных компонентов, имеющий давление начала кипения не выше атмосферного при стандартной температуре.

Примечание — КГС по фазовому состоянию относят к СЖУ.

3.1.17 **деметанизированный конденсат;** ДМК: Нестабильный газовый конденсат, из которого в результате дегазации (деметанизации) удалена основная часть метана.

3.1.18 **деэтанизированный конденсат;** ДЭК: Нестабильный газовый конденсат, из которого в результате дегазации (деэтанизации) удалена основная часть метана и этана.

3.1.19 **депропанизированный конденсат;** ДПК: Нестабильный газовый конденсат, из которого в результате дегазации (депропанизации) удалена основная часть метана, этана и пропана.

3.1.20 **дебутанизированный конденсат;** ДБК: Стабильный газовый конденсат, полученный в результате дегазации (дебутанизации) КГН, при которой удаляется основная часть метана, этана, пропана и бутанов.

Примечание — Дебутанизированный конденсат по фазовому состоянию относят к СЖУ.

3.1.21 **дегазированный конденсат;** ДГК: Газовый конденсат, из которого в результате различных процессов дегазации удалена основная часть газообразных компонентов.

Примечания

1 К ДГК, в зависимости от процесса дегазации, в котором его получают, могут быть отнесены деметанизированный, деэтанизированный, депропанизированный, дебутанизированный или стабильный конденсат.

2 ДГК по своим фазовым свойствам при стандартных условиях, в зависимости от процесса его получения, может быть отнесен как к НЖУ, так и к СЖУ.

3.1.22 **газовый флюид;** ГФ: Обобщающее наименование пластовых, добываемых и добытых флюидов газовых месторождений и газовой фазы добытых флюидов газоконденсатных залежей, выделенной из них при термобарических условиях технологических процессов.

3.1.23 **природный газ;** ПГ: Обобщающее наименование пластового, добываемого и добытого флюида газовых месторождений и подготовленного продукта промысловой подготовки добытого газового флюида.

Примечание — Данный термин является обобщающим для сырого газа (добытого газового флюида, поступившего на установку предварительной или комплексной подготовки) и подготовленного газа (прошедшего промысловые операции подготовки до соответствия показателей его качества установленным требованиям для приема в систему магистральных газопроводов или прямой поставки потребителям).

3.1.24 **газ сепарации:** Газовая фаза газоконденсатного флюида, выделяемая из него при термобарических условиях процесса фазового разделения.

Примечания

1 Газ сепарации выделяют из ГКФ при исследованиях скважин или в процессе его промысловой подготовки.

2 Газ сепарации состоит из газообразных углеводородных компонентов: метана, этана, пропана и бутанов, неуглеводородных газов, а также содержит незначительное количество паров углеводородов C_{5+}.

3.1.25 **газ деметанизации:** Газообразная смесь низкокипящих углеводородов, выделяемая из нестабильного газового конденсата в процессе его деметанизации.

3.1.26 **газ деэтанизации:** Газообразная смесь низкокипящих углеводородов, выделяемая из нестабильного или деметанизированного газового конденсата в процессе деэтанизации.

3.1.27 **газ депропанизации:** Газообразная смесь низкокипящих углеводородов, выделяемая из нестабильного, деметанизированного или деэтанизированного газового конденсата в процессе депропанизации.

3.1.28 **газ дебутанизации:** Газообразная смесь низкокипящих углеводородов, выделяемая из нестабильного, деметанизированного, деэтанизированного или депропанизированного газового конденсата в процессе дебутанизации.

3.1.29 **газ стабилизации;** ГС: Газообразная смесь, состоящая из низкокипящих углеводородов и неуглеводородных компонентов, получаемая в процессе стабилизации нестабильного газового конденсата.

3.1.30 **газ дегазации;** ГД: Газообразная смесь, состоящая из низкокипящих углеводородов и неуглеводородных компонентов, содержащая также пары технологических реагентов и следовые количества других веществ, получаемая в различных процессах дегазации нестабильного газового конденсата.

Примечание — К ГД, в зависимости от процесса дегазации, в котором его получают, могут быть отнесены газы деметанизации, деэтанизации, депропанизации, дебутанизации или стабилизации.

3.1.31 **попутный нефтяной газ нефтяных оторочек;** попутный газ; ПНГ: Газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, входящая в состав пластового флюида нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, добываемая совместно с нефтью и выделяемая из нее или из нефтегазоконденсатной смеси в процессах промысловой обработки.

3.1.32 **нефть:** Природная смесь углеводородов различного строения широкого фракционного состава с примесью неуглеводородных компонентов и гетеросоединений, а также следовых количеств других веществ, выделенная из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений в процессах фазового разделения.

3.1.33 **добытая нефть** (*Нрк. нестабильная нефть, сырая нефть*): Часть пластового флюида нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, извлеченная для последующей промысловой обработки, содержащая углеводороды различного строения широкого фракционного состава, неуглеводородные компоненты, гетеросоединения, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси, технологические реагенты и следовые количества других веществ.

Примечание — Добытую нефть по фазовому состоянию относят к НЖУ.

3.1.34 **подготовленная нефть:** Добытая нефть, прошедшая промысловые процессы дегазации, обезвоживания и обессоливания, полностью подготовленная к транспортированию и/или поставке потребителю.

Примечание — Подготовленную нефть по фазовому состоянию относят к СЖУ.

3.1.35 **нефтегазоконденсатная смесь;** НГКС: Обобщающее наименование добытой нефти с примесью газоконденсатного флюида, продукции газоконденсатных скважин с примесью нефти нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, а также продуктов смешивания добываемых или добытых газоконденсатных флюидов и нефти.

Примечание — НГКС по фазовому состоянию относят к НЖУ.

3.1.36 **деэтанизированная нефтегазоконденсатная смесь:** Нефтегазоконденсатная смесь, из которой удалена основная часть метана и этана, либо продукт смешивания деэтанизированного газового конденсата и подготовленной нефти.

Примечание — Деэтанизированную НГКС по фазовому состоянию относят к НЖУ.

3.1.37 **нефтеконденсатная смесь;** НКС: Нефтегазоконденсатная смесь, из которой удалена основная часть метана, этана, пропана и бутанов в процессе стабилизации, либо продукт смешивания стабильного конденсата и подготовленной нефти.

Примечание — НКС по фазовому состоянию относят к СЖУ.

3.1.38 **широкая фракция легких углеводородов;** ШФЛУ: Сжиженная смесь низкокипящих углеводородов, состоящая из пропан-бутановой фракции и частично пентановой фракции с регулируемым остаточным содержанием метан-этановой фракции и гексановой фракции, включающей незначительное количество более высококипящих углеводородов.

Примечания

1 ШФЛУ получают при стабилизации КГН, деэтанизированного конденсата и НГКС, а также в процессах переработки попутных нефтяных газов.

2 ШФЛУ по фазовому состоянию относят к НЖУ.

3.1.39 **газообразные углеводородные флюиды;** газообразные углеводороды; ГУ: Углеводородные флюиды, находящиеся в однофазном газообразном состоянии в диапазоне рабочих давлений ниже давления начала конденсации при соответствующих значениях рабочей температуры.

Примечания

1 К ГУ относят газы сепарации, деметанизации, деэтанизации, депропанизации, дебутанизации и стаблизации.

2 К ГУ относят также газообразные продукты переработки КГС и ШФЛУ, например, сбросные газы, газы выветривания и т.п.

3.1.40 **компонент:** Индивидуальное вещество, определяемое в качестве элемента состава углеводородного флюида.

Примечание — К компонентам относят индивидуальные углеводороды, неуглеводородные вещества и гетеросоединения, однозначная идентификация и полное отделение которых от других элементов состава УВФ возможны в рамках применяемого способа (методики) его определения.

3.1.41 **фракция:** Совокупность компонентов, объединенных по заданному признаку (свойству), определяемая в качестве элемента состава углеводородного флюида.

3.1.42 **ректификационная фракция по температурам кипения;** T_P-фракция: Фракция, выделенная в процессе определения состава углеводородного флюида методом лабораторной ректификации, отобранная в диапазоне значений температуры в узле отбора дистиллята, фиксируемых в качестве температуры начала и конца кипения фракции, а также фракция, оставшаяся в кубе после перегонки, для которой фиксируют температуру начала кипения по значению температуры в узле отбора дистиллята на момент завершения ректификации.

3.1.43 **хроматографическая фракция по температурам кипения;** T_X-фракция: Фракция, полученная объединением (суммированием площадей) пиков, выходящих на хроматограмме во временном интервале между реперными точками, соответствующими установленным для фракции температурам кипения углеводородов, определяемым интерполяцией калибровочной кривой температура кипения — время выхода, или полученная объединением всех пиков, выходящих после реперной точки временной шкалы, соответствующей установленной температуре начала кипения остаточной фракции, в том числе после включения обратной продувки.

3.1.44 **фракция по числу атомов углерода;** С-фракция: Фракция, полученная объединением (суммированием площадей) пиков, выходящих на хроматограмме между двумя соседними пиками н-алканов, включая пик более высококипящего н-алкана, или полученная объединением всех пиков, выходящих после пика н-алкана фракции, предшествующей остаточной, в том числе после включения обратной продувки.

3.1.45 **псевдокомпонент;** ПК: Фракция, или иная совокупность компонентов, совместно определяемых в составе углеводородного флюида вследствие невозможности или нецелесообразности их разделения, наделенная условно-постоянными физико-химическими свойствами.

3.1.46 **структурная группа углеводородов;** группа углеводородов: Доля элемента состава, либо состава в целом, идентифицируемая по признаку их принадлежности к определенной структурной группе углеводородов согласно строению углеродного скелета и кратности углерод-углеродных связей.

3.1.47 **состав:** Совокупность элементов углеводородного флюида с указанием их содержания.

3.1.48 **компонентно-фракционный состав;** КФС: Состав углеводородного флюида, определяющий содержание в нем компонентов и фракций или псевдокомпонентов.

3.1.49 **компонентный состав;** КС: Состав углеводородного флюида, определяющий содержание в нем компонентов.

3.1.50 **фракционный состав;** ФС: Состав углеводородного флюида, определяющий содержание в нем фракций.

3.1.51 **компонентно-фракционный состав по числу атомов углерода;** КФСу: Формат представления КФС углеводородного флюида, в котором фракции или псевдокомпоненты ранжированы по числу атомов углерода, а их содержание определено с применением методов газовой хроматографии.

3.1.52 **хроматографический компонентно-фракционный состав по температуре кипения;** КФСт: Формат представления КФС углеводородного флюида, в котором фракции или псевдокомпоненты ранжированы по установленным интервалам температуры кипения, а их содержание определено с применением методов газовой хроматографии.

3.1.53 **ректификационный фракционный состав по температуре кипения:** Фракционный состав углеводородного флюида, определяемый методом лабораторной ректификации.

3.1.54 **фракционный состав в формате истинных температур кипения;** ИТК: Зависимость массовой доли отгона углеводородного флюида от температуры кипения, полученная методом лабораторной ректификации или методом имитированной дистилляции с применением газовой хроматографии.

Примечание — Доля отгона является отношением суммарной массы отогнанных при текущей температуре кипения фракции к общей массе исследуемого УВФ. Массы УВФ и отогнанных фракций непосредственно измеряют в процессе лабораторного фракционирования или вычисляют по полученным на хроматограмме площадям пиков с помощью калибровочной кривой время выхода — температура кипения для н-алканов.

3.1.55 **фракционный состав по Энглеру:** Зависимость объемной доли отгона углеводородного флюида от температуры кипения, полученная методом дистилляции в режиме постепенного испарения по Энглеру.

Примечание — Доля отгона является отношением суммарного объема отогнанных при текущей температуре кипения фракций к общему объему исследуемого УВФ. Объем УВФ и отогнанных фракций непосредственно измеряют в процессе лабораторного фракционирования углеводородных флюидов.

3.1.56 **структурно-групповой углеводородный состав;** групповой состав; СГС: Содержание структурных групп углеводородов в составе углеводородного флюида и (или) в его фракциях.

Примечание — Наиболее часто применяют PAN-классификацию СГС (парафины-ароматика-нафтены). Также применяют PIANO-классификацию СГС (парафины-изопарафины-ароматика-нафтены-олефины).

3.1.57 **условное свойство (НЖУ) при стандартных условиях:** Гипотетическое значение какого-либо физико-химического свойства НЖУ, характеризующее мнимое однофазное состояние НЖУ при стандартных условиях.

Примечания

1 Условное свойство НЖУ при стандартных условиях является мнимой величиной, не имеющей строгого физического смысла и получаемой исключительно расчетными методами.

2 Понятие «условное свойство НЖУ при стандартных условиях» на практике относят к плотности и вязкости.

3.1.58 **давление начала кипения:** Давление при данной температуре, при котором в однофазном жидком УВФ образуется первый пузырек газовой фазы.

3.1.59 **давление начала конденсации:** Давление при данной температуре, при котором в однофазном газообразном УВФ образуется первая капля жидкой фазы.

3.1.60 **рабочие термобарические условия,** рабочие условия; РУ: Значения температуры и абсолютного давления технологического процесса, при которых определяют фактическое фазовое состояние и физико-химические свойства углеводородных флюидов.

Примечание — Пояснения к терминам 3.1.41-3.1.50 приведены в Приложении А.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения и обозначения:

ГКМ — газоконденсатное месторождение;

ГКС — газоконденсатная смесь;

ГХ — газовая хроматография;

ДГКФ — добытый газоконденсатный флюид;

ИТК — истинная температура кипения;

НГКМ — нефтегазоконденсатное месторождение;

НД — нормативная документация;

НТСР — низкотемпературная сепарация-ректификация;

ОКЧ — относительный коэффициент чувствительности;

ПО — программное обеспечение;

СО — стандартный образец;

ССС — серосодержащие соединения;

ТКК — температура конца кипения;

ТНК — температура начала кипения;

$Т_{кип}$ — температура кипения;

УВ — углеводороды, углеводородный;

УКПГ — установка комплексной подготовки газа;

ФХС — физико-химические свойства;

ЧАУ — число атомов углерода.

4 Схема производства и характеристики газового конденсата

4.1 Процессы получения нестабильного газового конденсата

Получение КГН является процессом, сопутствующим основному процессу производства товарного природного газа из УВС ГКМ и НГКМ.

Обобщенная схема получения КГН представлена на рисунке 1.

Пластовый флюид газоконденсатных залежей ГКМ и НГКМ в процессе их разработки представляет собой пластовый газ или пластовую ГКС.

Извлекаемая часть пластового флюида (добываемый флюид) формируется преимущественно из пластового газа с возможным выносом небольшой части пластового газового конденсата.

- отделения углеводородов этан+ ($С_{2+}$), находящихся в составе КГН, от природного газа, подготавливаемого к транспорту потребителям;
- выделения из добытого флюида КГН для последующей переработки;
- удаления из ПГ и КГН воды и механических примесей.

Фазовое разделение углеводородов ДГКФ является первым этапом переработки УВС ГКМ и НГКМ. Преимущественно его производят по схеме низкотемпературной сепарации, иногда по схемам низкотемпературной абсорбции или низкотемпературной сепарации-ректификации. Основные продукты промысловой обработки ДГКФ — подготовленный товарный ПГ, и КГН (в том числе ДМК, вырабатываемый по схеме НТСР). По схеме НТСР вместо ДМК возможна выработка ДЭК.

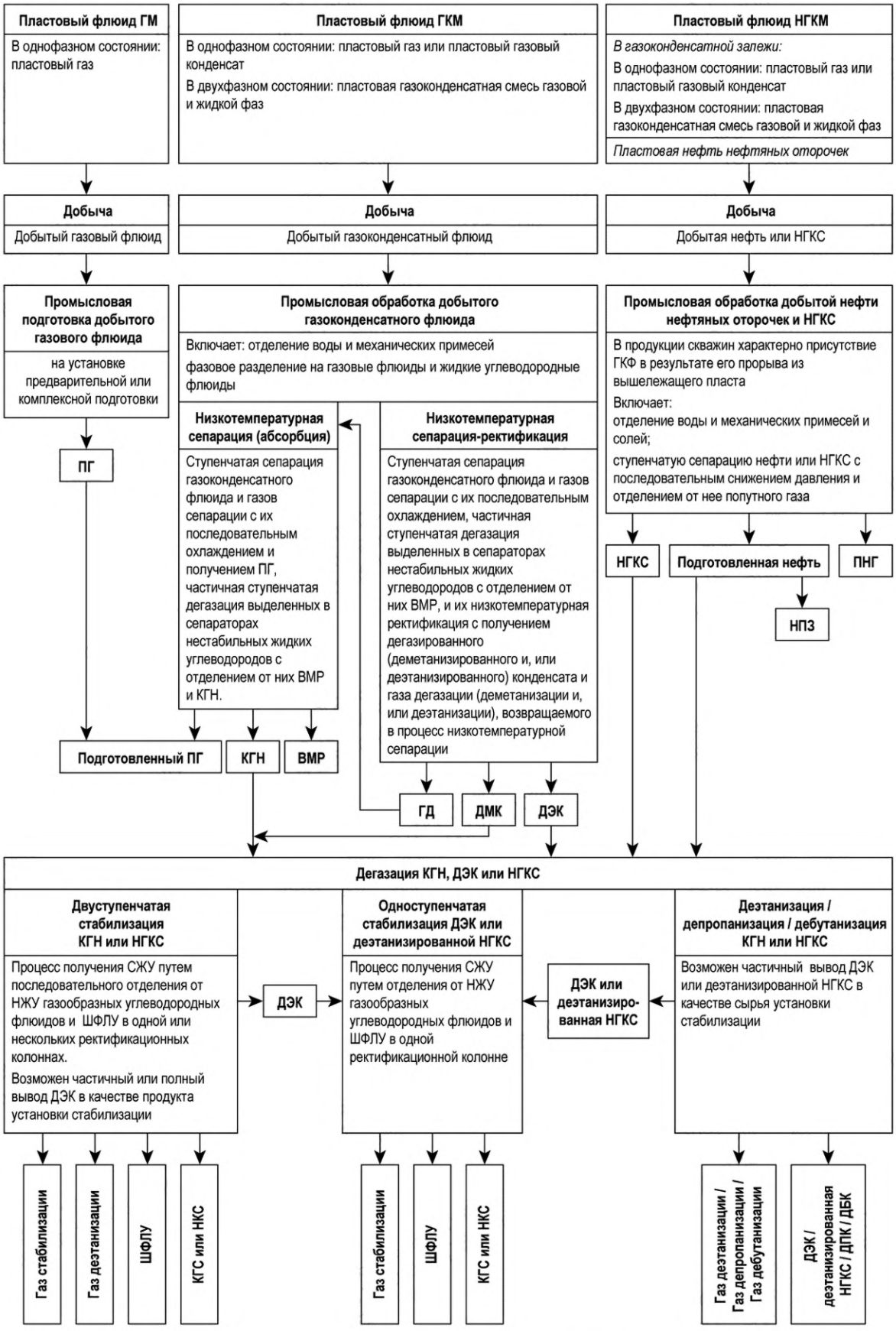

Рисунок 1 — Обобщенная схема получения нестабильного газового конденсата

Далее КГН и/или ДЭК подвергают дегазации с целью их разделения на дегазированный конденсат (ДЭК, ДПК, ДБК, КГС), ШФЛУ и газы дегазации, последующая переработка которых производится по различным технологиям. При стабилизации КГН в качестве промежуточных продуктов выделяют ДЭК и газ деэтанизации. Стабилизацию ДЭК, как правило, проводят в одну ступень с выработкой КГС, ШФЛУ (или пропан-бутановой фракции) и газа стабилизации.

Существует возможность проведения стабилизации ДЭК в две ступени: депропанизации ДЭК с отбором газа депропанизации, и дебутанизации ДПК с отбором газа дебутанизации и получения ДБК.

Промысловая обработка добытого флюида осуществляется в целях:

Промысловую обработку добытой нефти нефтяных оторочек НГКМ проводят, отдельно от ДГКФ, по схеме ступенчатой сепарации. На НГКМ в добываемую нефть из газоконденсатного пласта может частично прорываться ДГКФ, что приводит к образованию НГКС в продукции скважин. Подготовленную нефть направляют на переработку и (или) на стабилизацию в смеси с ДЭК (деэтанизированная НГКС).

4.2 Технологически значимые характеристики газового конденсата

Для проектирования, планирования, контроля, управления и анализа процессов промысловой обработки, транспортирования и стабилизации КГН, приемо-сдаточных операций и других задач необходимо определение ряда его технологически значимых характеристик. К ним относят состав в различных форматах, и ряд физико-химических свойств. Аналогичные характеристики являются технологически значимыми также для выделяемых из КГН продуктов его стабилизации.

4.3 Состав и основные способы его определения

4.3.1 Основные виды составов

Состав УВС, продуктов промысловой обработки и стабилизации КГН необходим для решения научно-исследовательских, проектных и производственных задач. Основные виды составов УВФ и способы их определения представлены в таблице 1.

4.3.2 Единицы измерения для выражения состава

Система единиц измерения для отображения указанных выше видов составов УВФ основана на сложившейся практике и особенностях технологических процессов добычи, транспортирования, промысловой обработки и стабилизации УВФ, процессов их проектирования и моделирования, а также на специфике методов определения составов УВФ. На практике применяют единицы молярной, массовой и объемной доли, а также массовой концентрации.

Метрологическое обеспечение выполнения измерений различных видов УВФ осуществляется путем прослеживаемости результатов измерений к государственному первичному эталону единиц молярной доли, массовой доли и массовой концентрации компонентов в газовых и газоконденсатных средах ГЭТ 154. Передача единицы молярной доли компонентов от ГЭТ 154 рабочим эталонам 1-го разряда, представляющим собой комплексы аналитических установок и СО 1-го разряда, осуществляют методом сличения при помощи компаратора и эталонов сравнения НЖУ.

Таблица 1 — Перечень и краткая характеристика основных видов составов углеводородных флюидов

№	Вид состава	Назначение, вид информации	Способы определения	Примеры нормативных документов
1	Компонентный (индивидуальный)	Содержание индивидуальных углеводородов с количеством атомов углерода до 13, и с температурой кипения до 235 °С, неуглеводородных газов, ССС	ГХ ГД, СЖУ	ГОСТ 32507, ASTM D 6729 [1], ASTM D 6730 [2]), ГОСТ 33902, ГОСТ Р 52714 и (ASTM D 6733 [3], ГОСТ 31371.7, ГОСТ Р 57975.1, ГОСТ Р 57851.1-2
2	Фракционный	Зависимость интегральной доли отгона от температуры кипения; ИТК	Фракционная разгонка СЖУ по Энглеру; лабораторная ректификация СЖУ; ГХ (имитированная дистилляция)	ГОСТ 2177, ASTM D 86 [4], ASTM D 3710 [5], ГОСТ 11011, ASTM D 2892 [6], ASTM D 6839 [7], ASTM D 7096 [8], ГОСТ Р 56720

Окончание таблицы 1

№	Вид состава	Назначение, вид информации	Способы определения	Примеры нормативных документов
3	Групповой (структурный)	Содержание в УВФ и (или) его фракциях структурных групп углеводородов.	ГХ; Масс-спектроскопия; хромато-масс-спектроскопия; ИК- и УФ-спектроскопия; жидкостная адсорбционная хроматография	ГОСТ 31872, ГОСТ ISO 22854, ГОСТ Р 52063, ASTM D 5443 [9]
4	Компонентно-фракционный	Содержание низкокипящих (до температуры кипения 45 °С) индивидуальных УВ, неуглеводородных газов и ССС, и узких углеводородных фракций с $Т_{кип}$ выше 45 °С.	ГХ НЖУ с прямым вводом проб под давлением; газовая хроматография ГД и СЖУ с предварительным разгазированием НЖУ.	ГОСТ Р 57851.1- 3
5	Индивидуально-групповой	Содержание компонентов и структурных групп углеводородов.	ГХ ГД и СЖУ; для НЖУ ГХ ГД в комплексе с различными методами определения группового состава СЖУ.	ГОСТ 32507, ASTM D 6729 [1], ASTM D 6730 [2]), ГОСТ 33902, ГОСТ Р 52714, ASTM D 6733 [3]

Объемную долю фракций применяют при определении фракционного состава СЖУ по результатам фракционной разгонки методом однократного испарения (разгонка по Энглеру) или с использованием дефлегматора.

Массовую и объемную долю фракций используют при определении фракционного состава (ИТК) СЖУ по результатам лабораторной фракционной разгонки методом ректификации или методами ГХ (имитированная дистилляция).

Молярную и массовую доли компонентов и фракций используют при определении КФС различных УВФ (НЖУ, газовых флюидов, СЖУ) с применением методов газовой хроматографии. КФС УВФ, выраженный в единицах молярной доли, приоритетно используют для обеспечения прослеживаемости передачи единицы измерений к ГЭТ 154 с целью достижения высокой точности измерений. КФС УВФ в единицах молярной доли применяют также при проектировании и моделировании технологических процессов, что обусловлено свойствами моля как носителя ФХС вещества.

КФС УВФ, выраженный в единицах массовой доли, используют для выполнения балансовых расчетов при планировании, производственном анализе и учете на объектах промысловой обработки ДГКФ и стабилизации КГН, приемо-сдаточных операций сырья и товарной продукции.

Единицы массовой концентрации используют для определения содержания некоторых примесных соединений, например, хлористых солей.

4.4 Физико-химические свойства газового конденсата и его фракций

4.4.1 Цели и методы определения физико-химических свойств газового конденсата

Определение ФХС УВФ (НЖУ и СЖУ) выполняют для решения задач проектирования, планирования, управления и анализа процессов промысловой обработки ДГКФ, транспортирования и стабилизации КГН, проведения приемо-сдаточных операций и других целей, в том числе — прогноза, выявления, предотвращения и ликвидации различных технологических осложнений.

Отдельной задачей является определение специального набора ФХС узких фракций УВФ с целью получения исходных данных для моделирования технологических процессов в дополнение к определению КФС сырьевых УВФ.

4.4.2 Общая характеристика физико-химических свойств газового конденсата

Перечень и краткая характеристика физико-химических свойств углеводородных флюидов приведена ниже в таблице 2.

Таблица 2 — Перечень и краткая характеристика физико-химических свойств углеводородных флюидов

№	Физико-химическое свойство	Назначение	Способы определения	Примеры нормативных документов
1	Плотность НЖУ и СЖУ при рабочих условиях	Сведение материальных балансов промысловой обработки и стабилизации УВС, проведение приемо-сдаточных операций сырьевых потоков и товарных продуктов.	Непрерывные измерения потоковыми СИ (плотномерами). Периодические измерения лабораторными плотномерами и другими способами. Арбитражный метод — лабораторный гравиметрический.	—
2	Плотность НЖУ, СЖУ, узких фракций УВФ при стандартных условиях	Общая характеристика УВФ для оценки его состава и свойств, сравнения с другими флюидами при идентичных условиях. Исходные данные для моделирования процессов.	Для СЖУ и узких фракций лабораторные измерения. Для НЖУ плотность при СУ является условной (ввиду двухфазного состояния УВФ) и определяется расчетными методами.	СЖУ: ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069, ГОСТ ISO 3675 и ГОСТ 18995.1 Пересчет на СУ ГОСТ 8.599
3	Давление начала кипения НЖУ	Определение границы однофазного жидкого и двухфазного газожидкостного состояния НЖУ. Контроль однофазности НЖУ при измерениях плотности и расхода.	Периодические измерения в лабораторных условиях. Непрерывные измерения потоковыми СИ или косвенными методами.	—
4	Давление насыщенных паров СЖУ (по Рейду)	Контроль выполнения требований к качеству КГС и продуктов его переработки для предотвращения газообразования в процессах хранения и транспортирования.	Периодические измерения в лабораторных условиях, потоковые анализаторы.	ГОСТ 1756, ГОСТ 8.601, ГОСТ 31874, ГОСТ 28781 и ГОСТ 33157
5	Содержание воды и метанола в НЖУ и СЖУ	Контроль выполнения требований к содержанию данных примесей, анализ эффективности отделения воды и метанола от КГН в технологическом оборудовании. Планирование объема потребления метанола на промысле, сведение материального баланса по метанолу.	В КГН содержание метанола определяют газовой хроматографией, содержание воды титрованием по К. Фишеру или (для СЖУ) отгонкой по Дину-Старку. Определения проводят отдельно для СЖУ и ГД после разгазирования НЖУ.	Содержание воды: ГОСТ 2477, ГОСТ 14870, ГОСТ 24614, ГОСТ 35033, ГОСТ 34711 Содержание метанола: ГОСТ Р 55997, ГОСТ Р 57851.2, ГОСТ 31371.7, ГОСТ Р 57851.2, ГОСТ Р 57975.1, ГОСТ Р 57851.3
6	Содержание механических примесей и хлористых солей в НЖУ и СЖУ	Контроль выполнения требований к содержанию данных примесей, для оценки вероятности технологических осложнений и планирования профилактических мероприятий.	Лабораторные определения для СЖУ (стабильной жидкой части НЖУ после разгазирования) по методикам, разработанным для нефти и нефтепродуктов.	Содержание механических примесей: ГОСТ 6370, ГОСТ 32401, ГОСТ 10517 и ГОСТ EN 12662. Содержание хлористых солей: ГОСТ 21534 и ASTM D 6470 [10]

Окончание таблицы 2

№	Физико-химическое свойство	Назначение	Способы определения	Примеры нормативных документов
7	Содержание сероводорода, меркаптановой и общей серы в НЖУ и СЖУ	Контроль выполнения требований к содержанию данных примесей, анализ вероятности вредных воздействий на персонал и оборудование.	Лабораторные определения методами газовой хроматографии для СЖУ и ГД после разгазирования НЖУ. Для КГН с повышенным содержанием ССС используют ГХ с прямым вводом проб под давлением.	СЖУ: ГОСТ Р 57851.2, ГОСТ Р 56718, ГОСТ Р 50802 и ГОСТ 33690, ГОСТ 34723, ГОСТ Р 53367, ГОСТ Р 57851.2, ГОСТ 17323. НЖУ: ГОСТ Р 57851.3
8	Содержание хлорорганических соединений в СЖУ	Контроль выполнения требований к содержанию данных примесей.	Лабораторные определения методами потенциометрического и микрокулонометрического титрования, и (или) методами газовой хроматографии.	ГОСТ Р 52247
9	Содержание твердых парафинов в СЖУ	Оценка рисков технологических осложнений (отложения парафинов и потери текучести УВФ), и планирование профилактических мероприятий.	Лабораторные определения для СЖУ методом вымораживания твердых парафинов с использованием растворителей.	ГОСТ 11851 и ГОСТ 28967
10	Температура помутнения и застывания СЖУ, узких фракций УВФ	Оценка рисков технологических осложнений (отложения парафинов и потери текучести УВФ), и планирования профилактических мероприятий. Исходные данные для моделирования процессов.	Лабораторные определения для СЖУ и узких фракций на основе визуальной фиксации начала появления твердой микрофазы в СЖУ и потери текучести СЖУ и узких фракций.	ГОСТ 32393, ГОСТ 5066, ГОСТ 20287, ГОСТ 33910 и ГОСТ Р 53706
11	Газовый фактор НЖУ	Оценка потенциального баланса дегазации НЖУ в процессе одноступенчатой сепарации с выделением СЖУ и ГД.	Лабораторное разгазирование НЖУ с измерением массы СЖУ и массы или объема ГД. Расчет на основе массы и плотности газа дегазации.	ГОСТ 34721, ГОСТ 17310, ГОСТ 31369
12	Вязкость НЖУ, СЖУ, узких фракций УВФ	Проектирование, расчеты и (или) подбор оборудования, для измерения расхода УВФ; анализ режимов эксплуатации трубопроводов, исходные данные для моделирования процессов и т.п.	Лабораторные определения с помощью вискозиметров различной конструкции. Для НЖУ применяют вискозиметры высокого давления.	ГОСТ 33, ГОСТ 33768, ГОСТ 7163 и ГОСТ 1929
13	Молярная масса НЖУ, СЖУ, узких фракций УВФ	Общая характеристика УВФ для оценки его свойств и сравнения с другими флюидами. Термодинамические расчеты, моделирование процессов.	Лабораторные определение для СЖУ и узких фракций методом криоскопии. Для ГД и легких СЖУ аддитивный расчет по компонентному составу.	—
14	Показатель преломления СЖУ, узких фракций УВФ	Исходная информация для вычисления других ФХС СЖУ и узких фракций, оценки группового состава УВФ.	Лабораторные определения с помощью рефрактометров.	ГОСТ 18995.2

5 Использование информации о составах и физико-химических свойствах газового конденсата

Информацию о составах и свойствах УВФ, добываемых из ГКМ и НГКМ используют для решения широкого спектра задач на стадиях геологоразведочных работ, научных исследований, проектно-конструкторских работ, планирования, анализа и развития производств по всей технологической цепочке от извлечения УВФ из пласта до поставки продукции конечным потребителям. В таблице 3 представлены основные мероприятия, характерные для систем добычи и промысловой обработки ДГКФ ГКМ и НГКМ, транспортирования и стабилизации КГН, при выполнении которых требуется информация о составах и ФХС на различных этапах производственного цикла и на объектах при реализации технологических процессов.

Примеры форматов представления состава КГН в зависимости от назначения данной информации, приведены в Приложении Б.

Таблица 3 — Перечень мероприятий, выполняемых с использованием информации о составах и физико-химических свойствах углеводородных флюидов

№	Наименование мероприятия
1	Геологоразведочные работы (определение потенциальных объемов и характеристик пластовых флюидов, классификация месторождения, подсчет запасов и подготовка их к освоению)
2	Учет и списание запасов пластовых флюидов
3	Проектирование разработки месторождения (подземная часть)
4	Проектирование обустройства месторождения (надземная часть)
5	Проектирование транспортирования КГН до объектов их стабилизации и переработки
6	Проектирование схем подключения продукции вновь вводимых месторождений и промыслов к действующей технологической инфраструктуре транспортирования, стабилизации и переработки УВС
7	Определение и уточнение газоконденсатных характеристик фонда добывающих скважин, разработка и корректировка технологических схем и регламентов их эксплуатации
8	Мониторинг и научное сопровождение технологического процесса разработки месторождения, включая анализ показателей и корректировку проекта
9	Мониторинг и аналитический контроль технологического процесса промысловой обработки добываемого УВС
10	Планирование объемов добычи ГКФ и производства продуктов промысловой обработки
11	Приемо-сдаточные операции (включая хозрасчетные измерения и паспортизацию) промысловой продукции потребителям
12	Разработка программ и проектов реконструкции и перспективного развития технологического комплекса добычи и промысловой обработки сырья на месторождении
13	Мониторинг, анализ и прогноз сырьевой базы заводов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС регионального производственного кластера
14	Мониторинг и анализ эффективности технологических процессов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС
15	Аналитический контроль технологических процессов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС
16	Планирование балансов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС
17	Разработка программ и проектов реконструкции и перспективного развития региональных систем транспортирования, централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС
18	Приемо-сдаточные операции (включая хозрасчетные измерения и паспортизацию) продукции централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС потребителям

Первичные исследования составов и ФХС КГН и КГС ГКМ и НГКМ проводят на стадии геологоразведочных работ. На поисково-оценочном этапе ограничиваются определением КФС КГН в сокращенном формате с представлением компонентов C_1—C_4 и остаточной фракции C_{5+}, и определением ФС по Энглеру и общих ФХС КГС. На разведочно-эксплуатационном этапе проводят более детальные исследования КГН, КГС, газов сепарации и дегазации для определения их КФС (с включением неуглеводородных и серосодержащих компонентов), общих ФХС КГС и выделенных из него базовых фракций для производства основных видов товарной продукции.

Дальнейшие более детальные исследования КГН проводят на стадиях проектирования разработки и обустройства ГКМ и НГКМ. Они включают определение КФС КГН, КГС, газов сепарации и дегазации (с представлением неуглеводородных и серосодержащих компонентов), выполнение исследований ФХС КГС и его фракционной разгонки методом лабораторной ректификации с выделением и исследованием ФХС узких фракций.

Исследования КФС КГН и ФХС выделенных узких фракций периодически повторяют в процессе эксплуатации ГКМ и НГКМ с целью:

- анализа и корректировки проектов разработки ГКМ и НГКМ;
- мониторинга, технологического анализа и планирования промысловой обработки ДГКФ и централизованной стабилизации и переработки КГН;
- разработки программ реконструкции и перспективного развития производств добычи и промысловой обработки ДГКФ, централизованной стабилизации и переработки КГН.

В объеме мероприятий (см. таблицу 3) следует выделить постоянные задачи, выполняемые регулярно по определенным регламентам или стандартам. Перечень таких задач, характерных для систем добычи, промысловой обработки, централизованной стабилизации и переработки УВС ГКМ и НГКМ, представлен в таблице 4.

Таблица 4 — Перечень постоянных задач, выполняемых с использованием данных о составах и физико-химических свойствах газового конденсата

№	Наименование задачи
1	Учет и списание запасов углеводородного сырья
2	Хозрасчетный учет, сведение балансов
3	Аналитический контроль технологического процесса
4	Паспортизация товарной продукции
5	Составление и уточнение краткосрочных и среднесрочных планов

В объеме перечисленных мероприятий осуществляют также решение внеплановых, нерегулярных задач, требующих нестандартных действий и подходов, различного набора исходной информации, в том числе о составах и ФХС УВФ. В зависимости от цели и способа решения эти задачи относят к аналитическим, расчетным или расчетно-аналитическим.

По применяемому функционалу способы решения задач разделяют на математический анализ (условно) и математическое моделирование.

Математической анализ базируется на табличной и графической обработке и систематизации исходной информации, выявлении закономерностей, вычислениях по полученным трендам и т.п. Эти процедуры выполняют, как правило, в среде электронных таблиц, а при необходимости создают индивидуальные программные решения или используют соответствующие штатные системные программные средства.

Математическое моделирование технологических (и лабораторных) процессов является наиболее наукоемким способом решения различных задач в объеме перечисленных (см. таблицу 3) мероприятий. Для построения моделей применяют разнообразные инструменты, от индивидуальных решений в среде электронных таблиц, до создания собственных или использования специализированных программных систем, включая нейронные сети и элементы искусственного интеллекта.

В качестве исходных данных для моделирования необходимо использовать КФС сырьевых УВФ в различных (в зависимости от задачи) форматах и, в комплексе с ним, соответствующий набор ФХС узких фракций, включенных в качестве ПК в используемый формат КФС. КФС УВФ и ФХС его узких

фракций определяют экспериментальными методами. К процедурам определения КФС и ФХС узких фракций УВФ применяют специальные положения, представленные в разделе 7.

Экспериментальные определения КФС и ФХС узких фракций УВФ в соответствии с данными положениями выполняют исключительно с целью получения исходных данных для моделирования процессов в объеме перечисленных (см. таблицу 3) мероприятий. Получение этих данных для прочих задач не целесообразно.

6 Форматы компонентно-фракционных составов газового конденсата

6.1 Структура компонентно-фракционного состава газового конденсата

Компонентно-фракционный состав УВФ является совмещенной формой компонентного состава его низкокипящей (с температурами кипения до 45 °С) части и фракционного состава более высококипящей части (с температурами кипения свыше 45 °С). Низкокипящая часть КФС представлена газообразными (при СУ) компонентами, в перечень которых, в общем случае, кроме углеводородов входят неуглеводородные компоненты, в том числе серосодержащие соединения и инертные газы. Высококипящая жидкая часть КФС представлена псевдокомпонентами — узкими фракциями углеводородов и гетеросоединений, которые ранжируют по диапазонам температуры кипения или по числу атомов углерода в молекуле входящего в нее н-алкана. Для решения многих задач не требуется детализация наиболее высококипящей части состава УВФ. В этом случае в КФС наряду с ПК включают остаточную фракцию, объединяющую наиболее высококипящие компоненты, свыше определенной температуры кипения или н-алкана с определенным ЧАУ. При отсутствии необходимости детализации ПК, остаточные фракции могут начинаться от 45 °С или от C_6, а для некоторых задач используют КФС с ограниченным числом индивидуальных углеводородов от C_1 до C_4 и остаточной фракцией C_{5+}.

Структуру КФС представляют в виде связанных по определенному принципу блоков элементов состава УВФ (компонентов и фракций (псевдокомпонентов)). Полная блочная структура КФС УВФ с условными обозначениями блоков и описанием их содержания (информационного наполнения) представлена в таблице 5.

По типу включаемых углеводородных фракций форматы КФС подразделяют на форматы по температуре кипения (КФСт) и форматы по ЧАУ (КФСу). По набору фракций КФС подразделяют на развернутые (детальные) и сокращенные.

Развернутые КФС формируют из компонентов и фракций блоков 1—4, 5 или 1—4, 7, сокращенные — из компонентов и фракций блоков 1—4, 5—6, или 1—4, 7—8 (см. таблицу 5).

Указанные форматы включают полный набор всех блоков элементов состава УВФ, представленных в таблице 5. Не допускается одновременное наличие в структуре КФС блоков ФТ и ОФТ с блоками ФЧ и ОФЧ.

Наборы элементов состава УВФ в блоках КФС изменяют в зависимости от наличия в составе УВФ соответствующих компонентов в количествах, определяемых на применяемом оборудовании, и задач, для решения которых используется КФС. Некоторые блоки (например — ССС, ИГ, УК, НГ) могут быть исключены из структуры КФС, если они в УВФ отсутствуют (содержание их в УВФ ниже предела обнаружения применяемого оборудования/методики), или вследствие особенности решаемой задачи.

В обозначениях углеводородных блоков элементов состава УВФ (блоки УК, ФТ, ОФТ, ФЧ, ОФЧ) допускается добавление дополняющих цифровых обозначений, конкретизирующих конечный углеводород или значение температуры кипения концевой фракции, например, блок УК, заканчивающийся н-пентаном допускается обозначать УК5, или блок ФТ, заканчивающийся фракцией Ф540-550, обозначать ФТ550, остаточную фракцию ОФЧ, заканчивающуюся н-алканом C_{44}, обозначать ОФЧ44, остаточную фракцию ОФТ, заканчивающуюся фракцией Ф440-450, обозначать ОФТ450.

Таблица 5 — Блочная структура компонентно-фракционного состава УВФ и информационное наполнение блоков элементов состава УВФ

№ блока	Наименование блоков элементов состава УВФ	Условное обозначение блока	Содержание блоков элементов состава УВФ
1	Неуглеводородные газообразные компоненты (газы)	НГ	- азот; - диоксид углерода; - кислород (при необходимости)*
2	Инертные и прочие неуглеводородные газы	ИГ	- инертные газы (гелий, аргон и т. п.); - прочие газы (водород)
3	Серосодержащие соединения	ССС	- сероводород; - меркаптаны C_1—C_4; - карбонилсульфид, а также опционально: - органические сульфиды; - органические дисульфиды; - тиофен и его производные; - тетрагидротиофен и его производные
4	Углеводородные компоненты	УК	- метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, а также опционально: - УВ от гексанов до тридеканов, включая все структурные группы УВ
5	Жидкие узкие фракции по температуре кипения	ФТ	Узкие фракции УВ по $T_{кип}$ от фракции Ф45-60 и далее: - Ф60-70; Ф70-80…Ф540-550, а также опционально: до Ф690-700 (и выше, при наличии технической возможности СИ и оборудования)
6	Остаточные и объединенные жидкие фракции по температуре кипения	ОФТ	Остаточные, и (или) объединенные углеводородные фракции, ранжированные по диапазону температуры кипения.** Ф100-150; Ф150-250 и т. п.; Ф350+; Ф450+; Ф550+ и т. п.
7	Жидкие узкие фракции по ЧАУ	ФЧ	Узкие фракции УВ по ЧАУ, как правило от углеводородов C_6 и выше.*** - C_6; C_7…C_{44}, а также опционально: от C_5 и/или до C_{86} (и выше, при наличии технической возможности СИ и оборудования)
8	Остаточные и объединенные жидкие фракции по ЧАУ	ОФЧ	Остаточные, и (или) объединенные углеводородные фракции, ранжированные по ЧАУ.**** C_6—C_{12}; C_{10}—C_{44} и т. п.; C_{6+}; C_{7+}…C_{14+}; C_{44+} и т. п.

* — Кислород отсутствует в пластовых углеводородных флюидах, его нахождение в пробах УВФ имеет техногенное происхождение, кислород следует исключать из состава УВФ, за исключением случаев специальных технологических задач и паспортизации товарной продукции.

** — Начальная температура кипения остаточной фракции определяется задачей, для решения которой используется КФС. Объединенные узкие фракции состоят из нескольких узких фракций. В состав объединенных фракций могут входить как узкие фракции, так и отдельные компоненты, например — C_5—C_6, C_6—C_7, а также компоненты и узкие фракции, например — C_5 — 100 °С.

*** — Верхний предел наиболее высококипящей узкой фракции по ЧАУ ограничивают исходя из наличия соответствующих высококипящих компонентов в составе флюида, и (или) возможностью их определения с помощью применяемых СИ (ограничениями температуры испарителя, термостата колонки, термостойкостью неподвижной фазы, пределом чувствительности детектора).

**** — Количество атомов углерода в первом н-алкане остаточной фракции определяют исходя из задачи, для решения которой используют данный КФС.

6.2 Алгоритм выбора оптимального формата компонентно-фракционного состава газового конденсата

Выбор конкретного формата КФС зависит от наличия в составе УВФ компонентов из представленных в таблице 5 блоков элементов состава УВФ и задач, решаемых с помощью данной модели. Задача выбора рационального формата КФС УВФ состоит в минимизации количества элементов — компонентов и фракций (псевдокомпонентов) в используемом составе, достаточного для решения поставленных производственных или исследовательских задач.

Для выбора формата КФС УВФ за основу принимают полный набор блоков, представленных в таблице 5. Алгоритм выбора оптимального формата состава УВФ включает три основных этапа (см. рисунок 2).

На первом этапе определяют полный набор компонентов, присутствующих в сырье ГКМ или НГКМ в количествах, превышающих пределы чувствительности применяемых методов измерения, по объектам которых необходимо решать задачи на основе моделирования. Набор компонентов определяют по имеющимся результатам исследований УВС или по результатам выполненных с этой целью исследований. В случае если блоки НГ, ИГ, ССС или отдельные их компоненты отсутствуют в УВС в количествах, превышающих пределы чувствительности применяемых методов измерения, их исключают из первоначальной структуры выбираемого формата КФС.

Также из структуры КФС возможно частичное исключение отдельных компонентов блоков НГ, ИГ, ССС, отсутствующих в УВС. Блоки НГ, ИГ, ССС могут быть также исключены из структуры КФС, если содержание входящих в них компонентов оценивается как незначимое в рамках решения данной задачи, и в задачу моделирования не входят точные вычисления КФС и ФХС выделяемых газообразных флюидов, в которых компоненты этих блоков содержатся. В таких случаях допускается объединять компоненты этих блоков с метаном, и выполнять расчеты с использованием псевдокомпонента «псевдометан» с приписанными ФХС метана, содержание которого в УВС определяют как сумму метана и незначимых компонентов блоков НГ, ИГ, ССС.

На втором этапе выбирают тип фракций (по ЧАУ или по $Т_{кип}$) для устанавливаемого формата КФС. При этом выборе следует учитывать более высокую степень детализации КФС (меньший интервал температуры начала и конца кипения) для температурных фракций, выкипающих до 450 °С, и более высокую степень детализации (меньший интервал температуры кипения между соседними н-алканами) для фракций по ЧАУ от углеводородов $С_{28}$ и выше (температура кипения свыше 450 °С). Рекомендуется выбор формата с более высокой детализацией состава в области фракций, наиболее активно распределяемых между газовой и жидкой фазами УВФ в процессах фазового разделения.

Примечание — При моделировании PVT-исследований ПГКФ (контактная и дифференциальная конденсация) или детальных вычислениях фазовых переходов в пластовых условиях рекомендуется выбор формата с фракциями по ЧАУ, при использовании которых КФС представлен наиболее детально для высококипящих фракций, которые более активно переходят в жидкую фазу в ходе ретроградной конденсации. Для моделирования процессов сепарации на скважинах и УКПГ рекомендуется выбор формата с фракциями по температуре кипения, обеспечивающим детальное представление КФС в области низких температур, где происходит более активное разделение фракций между газообразными флюидами и НЖУ.

В результате данного выбора блоки узких и остаточных и (или) объединенных фракций предпочитаемого типа оставляют в структуре выбираемого формата КФС, соответствующие блоки фракций другого типа из этой структуры исключают.

На третьем этапе делают выбор между развернутым и сокращенным форматом КФС на основе определения необходимой степени детализации состава для моделирования. Использование сокращенного формата состава УВФ требуется для минимизации массивов обрабатываемой информации с целью оптимизации времени вычислений в итерационных процессах и обеспечения вычислительной устойчивости алгоритмов.

При выборе сокращенного формата с набором совмещенных фракций, следует исходить из максимально возможного их количества и наиболее высокой степени детализации фракций (минимизации их диапазона начала и конца кипения), наиболее активно участвующих в процессах фазового разделения между жидкой и газовой фазами УВФ. Аналогично проводят выбор для других вариантов сокращенного формата КФС с использованием совмещенных фракций.

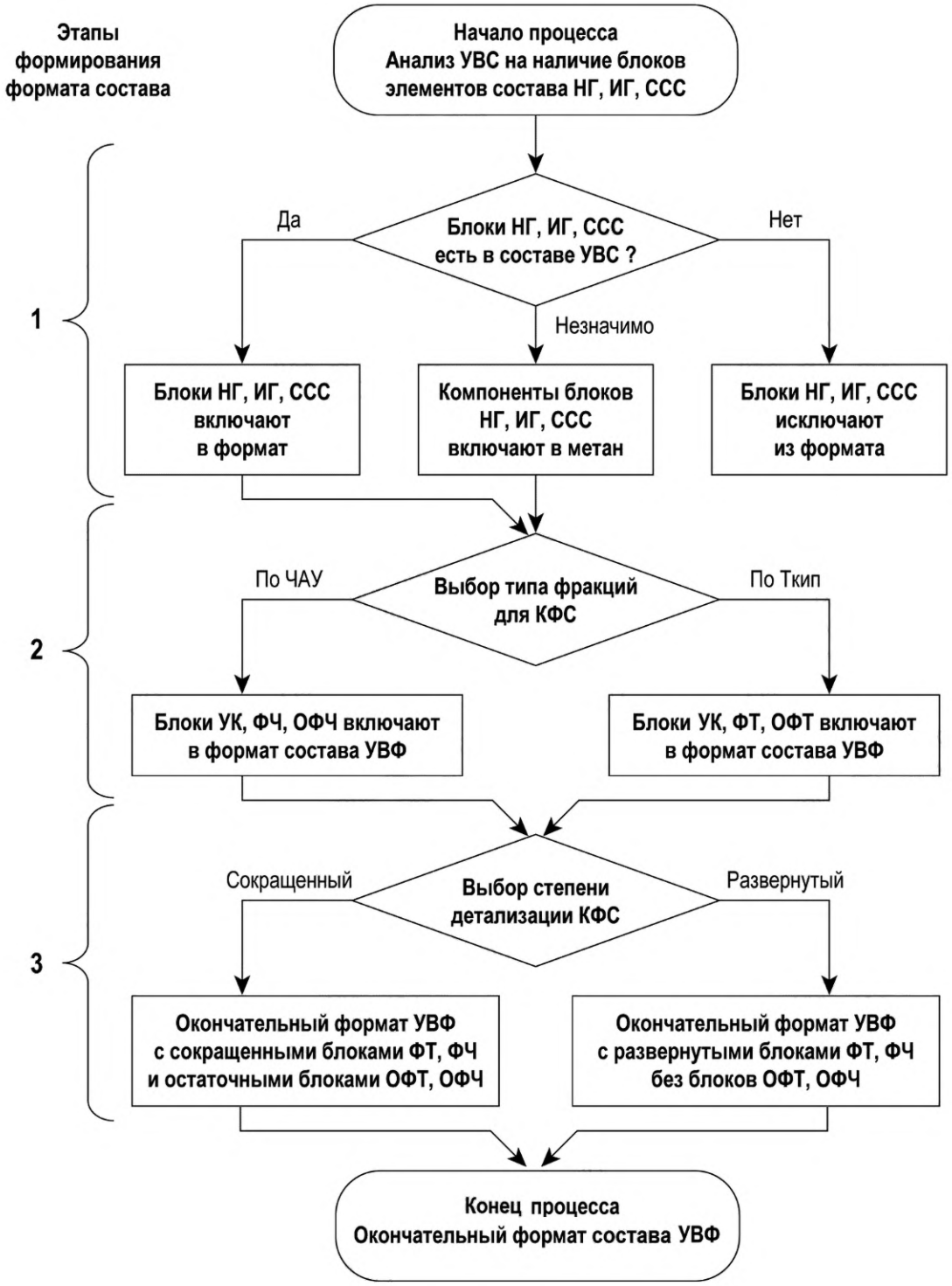

Рисунок 2 — Блок-схема алгоритма выбора оптимального формата состава углеводородного флюида

Для сокращенного формата КФС с использованием остаточных фракций выбирают значение температуры начала ее кипения, или первый н-алкан этой фракции с наименьшим числом атомов углерода. Для этого необходимо определить (или оценить) минимальную ТНК узкой фракций, свыше которой все фракции во всех моделируемых процессах фазовых переходов полностью остаются в жидкой фазе, то есть отсутствуют в выделяемых газообразных флюидах в количествах, превышающих нижнюю границу

диапазона измерений применяемого метода измерений. Значение ТНК остаточной фракции следует установить на уровне этой температуры, или несколько выше. Для удобства использования выбор ТНК остаточной фракции допустимо производить с дискретностью 50 °С, например, температуры начала кипения: 350 °С, 400 °С, 450 °С и т.д. Выбор начального н-алкана остаточной фракции, ранжированной по ЧАУ, следует проводить по тому же принципу на основе справочных значений температуры кипения соответствующих н-алканов.

Структура КФС с минимальным количеством элементов характерна для УВФ месторождений с отсутствием инертных газов и серосодержащих соединений, при решении задач, которые не требуют точных вычислений КФС и ФХС газообразных флюидов. Варианты формата КФС в таком сокращенном варианте представления состава можно записать в виде комбинации блоков УК+ФТ+ОФТ или УК+ФЧ+ОФЧ.

7 Определение компонентно-фракционного состава и физико-химических свойств газового конденсата

7.1 Организация и выполнение исследований состава и свойств газового конденсата

Экспериментальные определения КФС и ФХС узких фракций УВФ выполняют с целью получения исходных данных для проведения научно-исследовательских работ, решения проектных, производственных и аналитических задач на основе моделирования соответствующих объектов и процессов.

КФС определяют для технологически значимых УВФ:

- продукции основных скважин при проведении газоконденсатных исследований;
- продуктов промысловой обработки ДГКФ (КГН и товарного газа);
- сырья централизованной стабилизации и переработки конденсата (КГН, ДЭК, НГКС и пр.);
- прочих УВФ при выполнении обследований технологических объектов, опытных пробегов и т.п.

Экспериментальные определения ФХС выполняют для узких фракций, выделенных методом лабораторной ректификации из СЖУ (КГС, НКС, ДГК) или жидких продуктов дегазации НЖУ (КГН, НГКС).

Пробы СЖУ или НЖУ для выделения узких фракций отбирают:

- из продукции опорных скважин отдельных объектов разработки ГКМ и НГКМ;
- продуктов промысловой обработки ДГКФ на УКПГ;
- сырья централизованной стабилизации и переработки конденсата.

При отборе СЖУ из потока НЖУ (КГН, ДЭК, НГКС и пр.) с помощью сепаратора параллельно отбирают пробы НЖУ в контейнеры высокого давления. Пробы НЖУ для последующего фракционирования отбирают в объеме, достаточном для выделения и исследования ФХС узких фракций в соответствии с положениями ГОСТ Р 72083.

7.2 Определение компонентно-фракционного состава газового конденсата

КФС НЖУ определяют методами газовой хроматографии:

- с предварительным разгазированием пробы и последующим раздельным анализом жидкой и газовой частей НЖУ;
- с прямым вводом пробы НЖУ под давлением через специальный дозатор.

Определение КФС НЖУ с прямым вводом пробы под давлением является предпочтительным, особенно для НЖУ сернистых месторождений.

Хроматографическое оборудование и методика измерений КФС должны обеспечивать:

- выход и идентификацию всех компонентов для выбранного формате КФС УВФ (см. 6.2);
- полный выход и интеграцию в узкие фракции обоих типов всех жидких УВ-компонентов в составе УВФ;
- полный выход и идентификацию всех н-алканов в составе УВФ;
- отсутствие или компенсацию эффекта дискриминации количественного состава УВФ;
- контроль коэффициентов чувствительности и ОКЧ детектора по смеси индивидуальных углеводородов известного состава (как правило, н-алканов) со значениями температуры кипения, соответствующими полному диапазону значений температуры кипения компонентов и фракций испытуемых УВФ для повышения точности количественного определения КФС УВФ.

Примечание — Детальные требования к контролю коэффициентов чувствительности и ОКЧ детектора, процедуру и периодичность его выполнения, указывают в методиках определения КФС методами ГХ.

Программное обеспечение для обработки хроматограмм должно обеспечивать:

- формирование и выгрузку в отчетный файл развернутого КФС УВФ с отображением содержания всех компонентов в выбранном формате (см. 6.2) и узких фракций обоих типов в единицах молярной и массовой доли;
- вычисление (по ГОСТ Р 57851.2) и выгрузку в отчетный файл средневзвешенной температуры кипения обоих типов узких фракций;
- вычисление (по ГОСТ Р 57851.2) и выгрузку в отчетный файл молярной массы обоих типов узких фракций;
- определение и выгрузку в отчетный файл молярной и массовой доли н-алканов в составе УВФ;
- возможность настройки формата отчетного файла с выбором по запросу пользователя развернутого или сокращенного формата КФС УВФ, типа фракций, единиц молярной или массовой доли, включения средневзвешенной температуры кипения и молярной массы выбранного типа фракций.

7.3 Определение физико-химических свойств фракций

Экспериментальные определения ФХС узких фракций УВФ включают комплекс работ со специально отобранными пробами НЖУ и/или СЖУ.

Проводят разгазирование отобранной пробы НЖУ или пробы НЖУ с выделением ГД и СЖУ, с определением их массовых долей посредством измерения масс ГД и СЖУ.

Проводят фракционирование СЖУ, выделенных при разгазировании НЖУ, или специально отобранной пробы СЖУ. Фракционирование СЖУ выполняют методом атмосферно-вакуумной ректификации со сбором и определением массовых долей узких фракций в десятиградусном интервале температуры кипения.

Проводят определение индивидуального состава ГД и СЖУ (до температуры кипения от 180 °С до 220 °С) методом ГХ. Предпочтительно использовать хроматографы с обратной продувкой после выхода основной массы идентифицируемых компонентов.

Проводят определение методом ГХ индивидуальных составов узких фракций ректификации с температурами конца кипения до 220 °С. При необходимости проводят определение содержания ССС в этих фракциях.

Проводят определение методом ГХ КФС всех узких фракций, выделенных в процессе фракционной разгонки СЖУ. Определение выполняют в формате КФСт с вычислением значений средневзвешенной температуры кипения этих фракций. По результатам хроматографического анализа определяют содержание н-алканов во всех фракциях.

Проводят экспериментальные определения молярной массы, плотности, вязкости, температуры застывания и показателя преломления всех фракций ректификации, выделенных в процессе фракционирования СЖУ. Определяют плотность и вязкость фракций при стандартных или иных требуемых условиях.

Комплекс полученных результатов экспериментальных исследований используют для вычисления (по регламентированным методикам при выполнении испытаний) массива свойств ПК для последующего моделирования. Примеры используемых для этой цели справочных данных по ФХС компонентов газового конденсата и значения температуры кипения н-алканов при СУ приведены в Приложении В. Примеры усредненных ФХС ПК газовых конденсатов различных месторождений приведены в Приложении Г.

Примечание — Положения, касающиеся определения компонентно-фракционного состава и физико-химических свойств газового конденсата, приведенные в настоящем разделе, а также иные положения настоящего стандарта, отличные от положений действующих стандартов, устанавливающих соответствующие методики (методы) измерений, следует применять при пересмотре действующих или разработке новых методик (методов) измерений.

Приложение А
(справочное)

Пояснения к терминам

А.1 В таблице А.1 приведены пояснения к терминам.

Таблица А.1 — Пояснения к терминам

№ п.п.	Термин (ссылка)	Пояснения к терминам
1	**фракция** (см. п. 3.1.41)	Основными способами определения содержания фракций в составе углеводородных флюидов являются физическое фракционирование методом постепенного испарения (например, фракционная разгонка по Энглеру) или методом ректификации, а также газовая хроматография (имитированная дистилляция). При физическом фракционировании доступно выделение определяемых фракций с целью последующего исследования их ФХС. В качестве признаков (свойств) для разделения УВФ на фракции при физическом фракционировании используют температуры начала и конца кипения, при хроматографии — реперные точки, устанавливаемые по завершению пиков н-алканов на хроматограмме, или по соответствию времени выхода условным температурам кипения компонентов, определяемым интерполяцией по калибровочной кривой: температура кипения — время выхода для н-алканов. Фракции ранжируют по температурам кипения (обозначают буквой Ф и интервалом температуры начала и конца кипения) или по числу атомов углерода (обозначают буквой Ф и числом атомов углерода во входящем во фракцию н-алкане). Фракции по температурам кипения (Т-фракции) дополнительно ранжируют по способу определения состава (измерения температуры кипения): физическое фракционирование (ректификация, дистилляция) — ТР-фракции, и хроматография (имитированная дистилляция) — ТХ-фракции. Для различия этих фракций в составе УВФ в обозначение фракции дополнительно вводят соответствующий символ: ФР для ТР-фракций и ФХ для ТХ-фракций. Для наиболее высококипящих фракций может быть определено только начало интервала по установленному признаку (например, только температура начала кипения). Такие фракции включают в себя все компоненты, оставшиеся в углеводородном флюиде, после определения предыдущих фракций, и называются остаточными. Их ранжируют по начальной температуре кипения или по числу атомов углерода в наиболее низкокипящем из входящих во фракцию н-алканов, и обозначают как фракции, включающие компоненты, имеющие температуры кипения свыше начальной, или число атомов углерода в последующих н-алканах свыше начального. Для Т-фракций (кроме остаточных) по умолчанию принят интервал температуры начала и конца кипения в 10 °С (десятиградусные фракции). В зависимости от целей исследований и решаемых задач, интервалы температуры кипения Т-фракций могут изменяться в сторону расширения. Возможны и другие принципы выбора интервалов температуры кипения, например, по критерию постоянства массы выделяемых фракций.
2	**ректификационная фракция по температурам** (см. п. 3.1.42)	ТР-фракции обозначают номинальными температурами начала и конца их кипения, установленными по результатам измерений температуры дефлегматора, например — ФР70-80, ФР150-160, или начальной температурой кипения для остаточных фракций, например, ФР450+, ФР500+. ТНК фракции, в том числе остаточной, эквивалентна температуре конца кипения предыдущей, более низкокипящей фракции. Фактические интервалы $Т_{кип}$ входящих в состав фракции компонентов в значительной степени (до ±50 °С и более) выходят за установленные для фракции номинальные пределы из-за ограниченной четкости ректификации.

Продолжение таблицы А.1

№ п.п.	Термин (ссылка)	Пояснения к терминам
3	**хроматографическая фракция по температурам кипения** (см. п. 3.1.43)	ТХ-фракции обозначают номинальными температурами начала и конца их кипения, установленными по разметке шкалы времени выхода пиков компонентов на хроматограмме с помощью интерполяции калибровочной кривой $Т_{кип}$ — время выхода, полученной для н-алканов, например, ФХ100-110, ФХ250-260, или начальной $Т_{кип}$ для остаточных фракций, например, ФХ450+, ФХ500+ . ТНК фракции, в том числе остаточной, эквивалентна ТКК предыдущей, более низкокипящей фракции. Фактические $Т_{кип}$ некоторых нафтеновых и ароматических УВ (до 15 % от входящих во фракцию) могут выходить за установленные для фракции номинальные пределы вследствие отклонений зависимости время выхода — $Т_{кип}$ для этих групп УВ от калибровочной кривой, полученной для н-алканов.
4	**фракция по числу атомов углерода; С-фракция** (см. п. 3.1.44)	Фракции по ЧАУ (С-фракции) обозначают числом атомов углерода в молекуле входящего в нее н-алкана, например, фракция $ФС_8$, фракция $ФС_{20}$, или числом атомов углерода в молекуле наиболее низкокипящего н-алкана, входящего в остаточную фракцию, например, $ФС_{6+}$, $ФС_{12+}$, $ФС_{36+}$. Число атомов углерода в молекулах ряда нафтеновых и ароматических УВ (циклогексан, бензол, толуол и др.), входящих в соответствующую фракцию по времени выхода, отличаются в меньшую сторону на 1—2 атома от ЧАУ в н-алкане.
5	**псевдокомпонент** (см. п. 3.1.45)	ПК используют как элементы состава УВФ в качестве аналогов компонентов, и наделяют их условно-постоянными значениями физико-химических свойств для выполнения вычислений характеристик углеводородных флюидов, их фазового состояния и разделения, моделирования технологических процессов и решения других вычислительных и аналитических задач. ПК формируют на основе экспериментальных данных по определению компонентов и фракций в составе УВФ, и, в зависимости от его формата, ранжируют по температурам кипения или по числу атомов углерода во входящих во фракцию н-алканах, либо другими способами. Условно-постоянные ФХС псевдокомпонентов устанавливают на основе математической обработки результатов экспериментальных исследований свойств соответствующих ТР-фракций, отобранных в процессе лабораторной ректификации углеводородных флюидов. Для ПК с температурами конца кипения не выше 235 °С (фракции по ЧАУ до $С_{13}$ включительно) при условии идентификации в их составе не менее 95 % компонентов возможны прямые вычисления ФХС по результатам определений КС соответствующих фракций и справочным свойствам идентифицированных компонентов. Установленные ФХС псевдокомпонентов целесообразно усреднять, систематизировать и обобщать для углеводородных флюидов определенного происхождения (например, по месторождениям, объектам разработки, типам залежей месторождений — газовое, газоконденсатное, нефтегазовое, нефтегазоконденсатное), по ярусу залежи — сеноманская, валанжинская, ачимовская, продуктам вторичной переработки — риформаты, депарафинизаты), что дает возможность распространять их на ПК других УВФ аналогичного происхождения и на ПК продуктов переработки по технологической цепочке. Формирование псевдокомпонентов и наделение их условно-постоянными ФХС может быть выполнено также с помощью моделирования и корреляционных вычислений по регламентированным методикам на основе экспериментального определения фракционного состава и физико-химических свойств самого углеводородного флюида (плотность, вязкость, молярная масса, температура застывания и пр.). Наделять ПК свойствами основного компонента, входящего в его состав, допускается на основе результатов предварительных исследований, подтверждающих правомерность такого присвоения и незначимость его вклада в общую неопределенность последующих вычислений ФХС углеводородного флюида, содержащего данный ПК.

Продолжение таблицы А.1

№ п.п.	Термин (ссылка)	Пояснения к терминам
6	**структурная группа углеводородов** (см. п. 3.1.46)	В зависимости от строения углеродного скелета углеводороды подразделяют на ациклические и карбоциклические. В зависимости от кратности углерод-углеродных связей, углеводороды подразделяют на предельные (алканы, изоалканы, циклоалканы) и непредельные (алкены, алкины, диены, триены и т. д., циклоалкены, ароматические УВ). Алканы разделяют на нормальные (н-алканы), и разветвлённые (изоалканы). Циклические углеводороды делят на алициклические (циклоалканы, циклоалкены) и ароматические (арены). В УВФ входят также молекулы с включением различных структурных групп углеводородов (углеводороды смешанного строения) и неуглеводородных элементов (гетеросоединения).
7	**состав** (см. п. 3.1.47)	Состав УВФ выражают в единицах молярной, массовой или объемной доли, допускается использование других единиц измерений. К элементам состава углеводородного флюида могут быть отнесены компоненты; фракции; псевдокомпоненты; структурные группы. Формат представления состава, сочетание в нем элементов и степень его детализации определяются назначением включенной в него информации, конкретной методикой измерений или вычислений. Состав любого формата можно определять также для входящих в УВФ фракций. Например, Т-фракции с широкими интервалами температуры кипения и С-фракции могут быть представлены совокупностью десятиградусных T_X-фракций или псевдокомпонентов, а фракции до 235 °С (что приближенно эквивалентно н-тридекану по ЧАУ) также и совокупностью компонентов. Любые фракции могут быть представлены совокупностью структурных групп образующих их компонентов. Молярную, массовую и объемную долю элемента состава УВФ определяют в виде отношения соответствующей физической величины (моля, массы и объема) данного элемента состава к суммарному, общему для всего УВФ значению данной величины.
8	**компонентно-фракционный состав** (см. п. 3.1.48)	КФС ЖУ определяют в молярных или массовых долях, а КФС ГУ в зависимости от способа исследования может быть определен в массовых, молярных и объемных долях. КФС углеводородного флюида может быть использован для целей аналитического контроля качества и паспортизации сырья и продуктов технологических процессов, анализа потенциального содержания базовых фракций для выработки конечной продукции, и других подобных задач, не предусматривающих выполнение вычислений физико-химических свойств углеводородных флюидов. В этом случае сформированный по результатам экспериментальных определений КФС углеводородного флюида устанавливает содержание в нем компонентов и фракций. Отдельное назначение КФС — вычисления физико-химических свойств углеводородных флюидов, моделирование технологических процессов и решение других подобных задач. Для этих целей КФС углеводородного флюида определяет содержание компонентов и псевдокомпонентов, т.е. фракций, наделенных аналогично компонентам необходимым набором условно-постоянных физико-химических свойств. При этом содержание фракций в КФС может быть принято, как непосредственно по результатам экспериментальных определений, так и установлено в результате их математической обработки различными способами или на основе моделирования, а для наделения псевдокомпонентов набором физико-химических свойств можно использовать их заранее подготовленные массивы, систематизированные по типам углеводородных флюидов.
9	**компонентный состав** (см. п. 3.1.49).	КС ЖУ определяют в молярных или массовых долях, КС ГУ определяют в массовых, молярных или объемных долях. Определение КС осуществляют методами газовой хроматографии позволяющими полностью идентифицировать все углеводородные компоненты смеси с температурами кипения не выше 235 °С или с числом атомов углерода не более 13.

Окончание таблицы А.1

№ п.п.	Термин (ссылка)	Пояснения к терминам
10	**фракционный состав** (см. п. 3.1.50)	ФС ЖУ может быть определен методами физического фракционирования (постепенное испарение, ректификация) и газовой хроматографии (имитированная дистилляция), а ФС ГУ — методами газовой хроматографии. ФС ЖУ в зависимости от способа получения определяют в массовых долях (имитированная дистилляция, ректификация), или в объемных долях (постепенное испарение по Энглеру). ФС ГУ можно определять методами газовой хроматографии в молярных, объемных и массовых долях. ФС ЖУ может быть пересчитан в единицы молярной доли из единиц массовой (объемной) доли при наличии данных о молярной массе (молярном объеме) для всех выделенных фракций ЖУ. ФС углеводородных флюидов может быть представлен в дифференциальном формате, отображающем доли отдельных фракций, или в интегральном, отображающем зависимость доли отгона углеводородного флюида от температуры кипения в процессе фракционной разгонки или имитированной дистилляции.

Приложение Б
(справочное)

Примеры форматов представления состава газового конденсата в зависимости от направления использования

Б.1 В таблице Б.1 приведен обзор основных видов форматов представления составов газового конденсата в зависимости от направления использования.

Таблица Б.1 — Основные виды форматов представления составов газового конденсата в зависимости от направления использования

№ п.п.	Наименование мероприятия (направление использования)	Форматы представления составов газового конденсата
1	Геологоразведочные работы (определение потенциальных объемов и характеристик пластовых флюидов, классификация месторождения, подсчет запасов и подготовка их к освоению)	- для подсчета запасов природного газа: УВ C_1—C_4, сероводород, диоксид углерода, гелий, азот и прочие; - для подсчета запасов конденсата: УВ C_{5+} суммарно; - для подсчета запасов пластового газа и газового конденсата: УВ C_1—C_{5+} (C_{10+}, опционально), азот, диоксид углерода, гелий и другие попутные компоненты*
2	Учет и списание запасов пластовых флюидов	- для подсчета запасов газа: УВ C_1—C_4, сероводород, диоксид углерода, гелий, азот и прочие; - для подсчета запасов конденсата: УВ C_{5+} суммарно**
3	Проектирование разработки месторождения (подземная часть)	Форматы состава ДГКФ, по ГОСТ Р 57851.1—3, азот, диоксид углерода, УВ C_1—C_5 (индивид.), фракции от Ф45—60 до Ф540—550 или фракции по ЧАУ от C_6 до C_{44}
4	Определение и уточнение газоконденсатных характеристик фонда добывающих скважин, разработка и корректировка технологических схем и регламентов их эксплуатации	
5	Проектирование обустройства месторождения (надземная часть)	Форматы состава ДГКФ, по ГОСТ Р 57851.1—3, азот, диоксид углерода, УВ C_1—C_5 (индивидуально), узкие фракции ПК по температурам кипения, начиная с Ф45—60 и до фракции Ф440—450 плюс остаточная фракция Ф450+, либо, как вариант при необходимости, до фракции Ф490—500 плюс Ф500+
6	Мониторинг и аналитический контроль технологического процесса промысловой обработки добываемого УВС	
7	Разработка программ и проектов реконструкции и перспективного развития технологического комплекса добычи и промысловой обработки сырья на месторождении	
8	Проектирование транспортирования КГН до объектов их стабилизации и переработки	УВ C_1-C_5 (индивидуально), узкие фракции ПК по температурам кипения, начиная с Ф45—60 и до фракции Ф440—450 плюс Ф450+
9	Проектирование схем подключения продукции вновь вводимых месторождений и промыслов к действующей технологической инфраструктуре транспортирования, стабилизации и переработки УВС	Формат по ГОСТ Р 57851.1—3 до фракций Ф540—550; УВ C_1—C_5 (индивидуально), узкие фракции ПК по температурам кипения, начиная с Ф45—60 и до фракции Ф440—450 плюс остаточная фракция Ф450+, либо, до фракции Ф490—500 плюс Ф500+
10	Мониторинг и научное сопровождение технологического процесса разработки месторождения, включая анализ показателей и корректировку проекта	
11	Планирование объемов добычи ГКФ и производства продуктов промысловой обработки	

Окончание таблицы Б.1

№ п.п.	Наименование мероприятия (направление использования)	Форматы представления составов газового конденсата
12	Приемо-сдаточные операции (включая хозрасчетные измерения и паспортизацию) промысловой продукции потребителям	УВ C_1—C_5 (индивидуально), ПК C_{6+} или C_1—C_4 (индивидуально), $ФС_{5+}$ Опционально: формат КФС по ГОСТ Р 57851.2—3 или иным МИ для определения фракций до Ф540—550 или до C_{44} по ЧАУ
13	Приемо-сдаточные операции (включая хозрасчетные измерения и паспортизацию) продукции централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС потребителям	
14	Мониторинг, анализ и прогноз сырьевой базы заводов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС регионального производственного кластера	УВ C_1—C_5 (индивидуально), узкие фракции ПК по температурам кипения, начиная с Ф45—60 и до фракции Ф440—450 плюс остаточная фракция Ф450+, либо, как вариант при необходимости, до фракции Ф490-500 плюс остаточная фракция Ф500+. Формат по ГОСТ Р 57851.2—3 до фракций Ф540—550 с последующей сверткой до требуемых фракций Ф450+ и Ф500+ или УВ C_1—C_5 (индивидуально) и УВ C_{6+} суммарно.
15	Мониторинг и анализ эффективности технологических процессов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС	
16	Планирование балансов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС	
17	Разработка программ и проектов реконструкции и перспективного развития региональных систем транспортирования, централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС	
18	Аналитический контроль технологических процессов централизованной стабилизации и переработки КГН и НГКС	УВ C_1—C_5 (индивидуально), узкие фракции ПК по ЧАУ, начиная от C_6 и до любой из остаточных фракций от C_{6+} до C_{13+}.
*, ** — более детально данная информация рассмотрена в ГОСТ Р 56539 и ГОСТ Р 56676.		

Приложение В
(справочное)

Справочные данные по физико-химическим свойствам компонентов газового конденсата[1)]

В.1 В таблице В.1 приведены справочные данные по физико-химическим свойствам компонентов газового конденсата.

Таблица В.1 — ФХС компонентов газового конденсата при стандартных условиях

Наименование компонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор	Ацентрический фактор Соаве-Редлиха-Квонга	Характеристический объем, м^3/кмоль
Сероводород	–59,7	34,1	788,4*	0,0118	373,15	8,71	0,081	0,0930	0,0994
Карбонилсульфид	–50,2	60,1	1015,4*	0,0119	378,75	5,98	0,104	0,1021	0,1410
Метилмеркаптан	5,9	48,1	863,2*	0,0089	470,95	7,00	0,155	0,1567	0,1508
Этилмеркаптан	35,1	62,1	836,5	0,2923	498,95	5,31	0,190	0,1914	0,2023
Диметилсульфид	37,4	62,1	847,0	0,2908	501,95	5,34	0,191	0,1936	0,2023
Азот	–195,6	28,0	806,4*	0,1200	126,15	3,40	0,037	0,0358	0,0901
Диоксид углерода	–78,3	44,0	825,3*	0,2600	303,97	7,38	0,225	0,1021	0,1410
Метан	–161,5	16,0	270,0*	0,0440	190,70	4,49	0,011	0,0074	0,0994
Этан	–88,6	30,1	364,0*	0,0850	305,43	4,72	0,099	0,0983	0,1458
Пропан	–42,1	44,1	505,0*	0,1200	369,90	4,12	0,152	0,1532	0,2001
Изобутан	–11,7	58,1	557,0*	0,1790	408,05	3,53	0,185	0,1825	0,2568
Бутан	–0,5	58,1	579,0*	0,1710	425,15	3,67	0,201	0,2008	0,2544
Изопентан	25,3	72,2	620,0	0,2240	460,35	3,22	0,222	0,2400	0,3096
Пентан	35,0	72,2	627,0	0,2340	469,65	3,26	0,254	0,2522	0,3113

* — Ряд ФХС компонентов при стандартных условиях (Р = 101,325 кПа, t = 20,0 °С) не имеет физического смысла. Это так называемые «условные» свойства компонентов. К ним относят парциальные ФХС компонентов в смесях, которые невозможно (или некорректно) определять экспериментально при заданных условиях (например, плотность, вязкость, температура застывания газообразных компонентов, растворенных в жидкофазном УВ потоке), вследствие чего их вычисляют как приходящуюся на них долю соответствующего аддитивного ФХС УВ потока.

В.2 В таблице В.2 приведены значения температуры кипения нормальных алканов при стандартном давлении.

[1)] Петров А.А. Углеводороды нефти. — М.: Наука, 1984. — 264 с.

Таблица В.2 — Температура кипения нормальных алканов при стандартном давлении

Наименование компонента	Обозначение компонента (формула)	Температура кипения, °С	Наименование компонента	Обозначение компонента (формула)	Температура кипения, °С
Гексан	н-C_6H_{14}	68,74	Гексакозан	н-$C_{26}H_{54}$	412,48
Гептан	н-C_7H_{16}	98,39	Гептакозан	н-$C_{27}H_{56}$	422,41
Октан	н-C_8H_{18}	125,66	Октакозан	н-$C_{28}H_{58}$	431,97
Нонан	н-C_9H_{20}	150,67	Нонакозан	н-$C_{29}H_{60}$	441,19
Декан	н-$C_{10}H_{22}$	174,09	Триаконтан	н-$C_{30}H_{62}$	450,07
Ундекан	н-$C_{11}H_{24}$	195,27	Гентриаконтан	н-$C_{31}H_{64}$	458,64
Додекан	н-$C_{12}H_{26}$	216,31	Дотриаконтан	н-$C_{32}H_{66}$	466,92
Тридекан	н-$C_{13}H_{28}$	235,26	Тритриаконтан	н-$C_{33}H_{68}$	474,92
Тетрадекан	н-$C_{14}H_{30}$	253,44	Тетратриаконтан	н-$C_{34}H_{70}$	482,66
Пентадекан	н-$C_{15}H_{32}$	270,46	Пентатриаконтан	н-$C_{35}H_{72}$	490,14
Гексадекан	н-$C_{16}H_{34}$	286,58	Гексатриаконтан	н-$C_{36}H_{74}$	497,38
Гептадекан	н-$C_{17}H_{36}$	301,88	Гептатриаконтан	н-$C_{37}H_{76}$	504,41
Октадекан	н-$C_{18}H_{38}$	316,44	Октатриаконтан	н-$C_{38}H_{78}$	511,22
Нонадекан	н-$C_{19}H_{40}$	330,33	Нонатриаконтан	н-$C_{39}H_{80}$	517,79
Эйкозан	н-$C_{20}H_{42}$	343,66	Тетраконтан	н-$C_{40}H_{82}$	524,18
Генэйкозан	н-$C_{21}H_{44}$	356,39	Гентетраконтан	н-$C_{41}H_{84}$	530,39
Докозан	н-$C_{22}H_{46}$	368,56	Дотетраконтан	н-$C_{42}H_{86}$	536,42
Трикозан	н-$C_{23}H_{48}$	380,23	Тритетраконтан	н-$C_{43}H_{88}$	542,27
Тетракозан	н-$C_{24}H_{50}$	391,41	Тетратетраконтан	н-$C_{44}H_{90}$	547,97
Пентакозан	н-$C_{25}H_{52}$	402,16	—	—	—

Приложение Г
(справочное)

Примеры физико-химических свойств различных типов псевдокомпонентов газового конденсата

Г.1 В таблице Г.1 приведены примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата валанжинских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСу, полученных способом интерполяции зависимости свойств ТР-фракций от значений температуры кипения по средневзвешенным значениям температуры кипения С-фракций.

Таблица Г.1 — Примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата валанжинских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСу

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_6$	113,7	107,51	752,3	0,584	573,2	30,40	0,311
$ФС_7$	139,4	121,28	768,1	0,675	601,1	28,41	0,355
$ФС_8$	163,3	135,44	777,2	0,851	625,2	26,44	0,401
$ФС_9$	185,6	149,39	789,3	1,130	648,2	24,98	0,442
$ФС_{10}$	206,6	163,47	798,9	1,473	669,0	23,66	0,483
$ФС_{11}$	226,3	177,11	811,8	1,916	689,5	22,70	0,517
$ФС_{12}$	244,8	190,69	823,6	2,460	708,6	21,86	0,550
$ФС_{13}$	262,3	204,38	833,2	3,199	726,1	21,03	0,583
$ФС_{14}$	279,0	218,58	839,1	4,081	741,5	20,13	0,619
$ФС_{15}$	294,9	233,23	842,1	5,294	755,1	19,21	0,659
$ФС_{16}$	310,0	248,55	841,2	6,685	766,6	18,21	0,706
$ФС_{17}$	324,5	263,03	845,4	8,072	779,2	17,52	0,742
$ФС_{18}$	338,4	277,45	850,0	10,052	791,4	16,92	0,777
$ФС_{19}$	351,7	291,92	854,2	13,087	802,9	16,34	0,812
$ФС_{20}$	364,5	306,37	858,4	16,153	814,0	15,83	0,845
$ФС_{21}$	376,8	320,73	863,0	18,346	824,8	15,37	0,877
$ФС_{22}$	388,7	335,13	867,2	22,025	835,1	14,94	0,909
$ФС_{23}$	400,1	349,54	871,4	26,195	845,0	14,53	0,939
$ФС_{24}$	411,2	363,87	875,7	30,972	854,7	14,17	0,968
$ФС_{25}$	421,9	378,20	879,9	36,424	864,0	13,82	0,997
$ФС_{26}$	432,3	392,56	883,9	42,615	873,0	13,50	1,025
$ФС_{27}$	442,4	406,96	887,6	49,621	881,6	13,19	1,053
$ФС_{28}$	452,2	421,39	891,2	57,518	889,9	12,89	1,080
$ФС_{29}$	461,6	435,86	894,4	66,387	897,9	12,61	1,108
$ФС_{30}$	113,7	107,51	752,3	0,584	573,2	30,40	0,311

Окончание таблицы Г.1

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_{31}$	139,4	121,28	768,1	0,675	601,1	28,41	0,355
$ФС_{32}$	470,9	450,38	897,5	76,315	905,6	12,33	1,136
$ФС_{33}$	479,8	464,93	900,5	87,395	913,0	12,07	1,164
$ФС_{34}$	488,6	479,46	903,4	99,725	920,3	11,83	1,191
$ФС_{35}$	497,1	494,07	906,1	113,409	927,2	11,59	1,219
$ФС_{36}$	505,4	508,97	907,9	128,561	933,6	11,34	1,251
$ФС_{37}$	513,4	523,64	910,3	145,294	940,1	11,12	1,278
$ФС_{38}$	521,3	538,40	912,5	163,723	946,4	10,90	1,307
$ФС_{39}$	529,1	552,82	915,6	183,980	953,0	10,72	1,330
$ФС_{40}$	536,6	566,92	919,5	206,207	959,9	10,57	1,348
$ФС_{41}$	544,0	581,70	921,6	230,556	965,7	10,38	1,375
$ФС_{42}$	551,2	596,80	922,9	257,151	971,0	10,18	1,407
$ФС_{43}$	558,3	611,91	924,2	286,154	976,2	9,99	1,439
$ФС_{44}$	565,2	626,81	926,1	317,756	981,6	9,82	1,467
$ФС_{13+}$	300,0	238,33	841,4	5,705	758,9	18,85	0,675
$ФС_{20+}$	418,5	373,50	878,5	34,554	861,0	13,93	0,987
$ФС_{25+}$	459,6	432,68	893,7	64,349	896,2	12,67	1,102
$ФС_{30+}$	494,4	489,39	905,4	108,927	925,1	11,67	1,210
$ФС_{36+}$	531,5	557,21	917,1	190,813	955,3	10,68	1,335
$ФС_{45+}$	578,1	654,54	931,5	386,070	992,7	9,55	1,506

Г.2 В таблице Г.2 приведены примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата ачимовских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСу.

Таблица Г.2 — Примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата ачимовских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСу

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_6$	56,9	80,1	662,1	0,299	497,5	32,71	0,272
$ФС_7$	86,1	94,1	726,3	0,496	540,7	32,30	0,274
$ФС_8$	113,7	107,2	760,1	0,585	575,1	30,92	0,305
$ФС_9$	139,4	120,8	775,3	0,676	602,9	28,86	0,348
$ФС_{10}$	163,3	135,1	782,6	0,849	626,6	26,75	0,396

Продолжение таблицы Г.2

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_{11}$	185,6	149,1	792,3	1,122	649,0	25,16	0,439
$ФС_{12}$	206,6	163,2	802,1	1,475	670,0	23,83	0,479
$ФС_{13}$	226,3	176,9	813,6	1,924	690,1	22,80	0,515
$ФС_{14}$	244,8	190,2	827,2	2,476	709,7	22,04	0,545
$ФС_{15}$	262,3	203,7	838,1	3,232	727,6	21,28	0,576
$ФС_{16}$	279,0	218,0	843,0	4,135	742,8	20,32	0,613
$ФС_{17}$	294,9	233,1	843,1	5,343	755,5	19,25	0,657
$ФС_{18}$	310,0	248,1	843,6	6,731	767,5	18,31	0,701
$ФС_{19}$	324,5	262,5	848,2	8,096	780,2	17,63	0,737
$ФС_{20}$	338,4	277,0	852,4	10,011	792,3	17,01	0,772
$ФС_{21}$	351,7	291,9	854,3	12,403	802,9	16,34	0,811
$ФС_{22}$	364,5	307,1	854,6	15,557	812,5	15,69	0,855
$ФС_{23}$	376,8	322,5	854,7	17,930	821,4	15,07	0,901
$ФС_{24}$	388,7	337,7	855,3	21,444	830,1	14,52	0,944
$ФС_{25}$	400,1	352,7	857,3	25,434	839,0	14,06	0,984
$ФС_{26}$	411,2	367,5	860,0	29,993	847,8	13,65	1,022
$ФС_{27}$	421,9	382,3	863,1	35,181	856,5	13,29	1,057
$ФС_{28}$	432,3	397,0	866,2	41,058	865,0	12,95	1,092
$ФС_{29}$	442,4	411,8	869,3	47,693	873,2	12,63	1,126
$ФС_{30}$	452,2	426,5	872,2	55,154	881,1	12,33	1,160
$ФС_{31}$	461,6	441,3	874,9	63,514	888,6	12,04	1,195
$ФС_{32}$	470,9	456,2	877,3	72,851	895,8	11,76	1,230
$ФС_{33}$	479,8	471,1	879,6	83,249	902,8	11,49	1,266
$ФС_{34}$	488,6	486,0	881,9	94,795	909,6	11,24	1,301
$ФС_{35}$	497,1	500,7	884,9	107,582	916,5	11,02	1,333
$ФС_{36}$	505,4	515,4	888,0	121,713	923,4	10,82	1,362
$ФС_{37}$	513,4	530,2	890,6	137,288	929,8	10,61	1,394
$ФС_{38}$	521,3	545,1	892,9	154,409	936,0	10,41	1,427
$ФС_{39}$	529,1	559,9	895,2	173,193	942,1	10,22	1,460
$ФС_{40}$	536,6	574,9	897,4	193,766	947,9	10,03	1,493
$ФС_{41}$	544,0	589,9	899,1	216,262	953,4	9,84	1,530
$ФС_{42}$	551,2	605,0	901,0	240,790	958,9	9,67	1,565

Окончание таблицы Г.2

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_{43}$	558,3	620,0	903,0	267,494	964,3	9,50	1,599
$ФС_{44}$	565,2	634,9	905,1	296,542	969,7	9,34	1,632
$ФС_{13+}$	335,6	274,0	851,8	9,570	790,0	17,15	0,764
$ФС_{20+}$	413,5	370,6	860,6	31,028	849,7	13,57	1,029
$ФС_{25+}$	458,6	436,6	874,0	60,735	886,2	12,13	1,184
$ФС_{30+}$	498,4	503,1	885,4	109,806	917,6	10,99	1,338
$ФС_{36+}$	540,5	582,8	898,3	205,397	950,8	9,93	1,513
$ФС_{45+}$	588,3	686,9	912,8	418,027	988,1	8,86	1,738

Г.3 В таблице Г.3 приведены примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата Оренбургского НГКМ в формате КФСу.

Таблица Г.3 — Примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата Оренбургского НГКМ в формате КФСу

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_{6}$	56,9	80,2	664,5	0,309	498,0	32,83	0,269
$ФС_{7}$	86,1	94,1	725,9	0,511	540,6	32,28	0,274
$ФС_{8}$	113,7	107,7	747,9	0,582	572,2	30,12	0,315
$ФС_{9}$	139,4	121,5	763,5	0,682	599,9	28,13	0,359
$ФС_{10}$	163,3	135,7	773,7	0,862	624,2	26,23	0,405
$ФС_{11}$	185,6	149,6	786,9	1,165	647,6	24,86	0,445
$ФС_{12}$	206,6	163,7	796,7	1,516	668,4	23,54	0,486
$ФС_{13}$	226,3	177,7	806,7	1,994	688,0	22,44	0,524
$ФС_{14}$	244,8	191,4	818,0	2,574	706,9	21,57	0,557
$ФС_{15}$	262,3	205,3	826,8	3,390	724,0	20,71	0,592
$ФС_{16}$	279,0	219,4	833,8	4,320	739,7	19,88	0,628
$ФС_{17}$	294,9	233,7	839,4	5,651	754,2	19,08	0,664
$ФС_{18}$	310,0	248,0	844,4	6,992	767,8	18,35	0,700
$ФС_{19}$	324,5	262,4	849,2	9,090	780,6	17,68	0,735
$ФС_{20}$	338,4	276,8	853,6	11,141	792,8	17,06	0,769
$ФС_{21}$	351,7	291,2	857,7	12,670	804,3	16,47	0,803
$ФС_{22}$	364,5	305,7	861,4	14,881	815,2	15,95	0,838

Окончание таблицы Г.3

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
$ФС_{23}$	376,8	320,3	864,9	17,340	825,6	15,44	0,872
$ФС_{24}$	388,7	334,9	868,2	20,887	835,5	14,97	0,906
$ФС_{25}$	400,1	349,6	871,1	24,953	844,9	14,52	0,940
$ФС_{26}$	411,2	364,3	873,9	29,631	853,9	14,11	0,974
$ФС_{27}$	421,9	379,1	876,5	34,993	862,5	13,71	1,008
$ФС_{28}$	432,3	393,7	879,5	41,106	871,0	13,36	1,041
$ФС_{29}$	442,4	408,4	882,5	48,053	879,3	13,03	1,072
$ФС_{30}$	452,2	423,0	885,5	55,913	887,3	12,72	1,103
$ФС_{31}$	461,6	437,5	888,9	64,774	895,3	12,44	1,132
$ФС_{32}$	470,9	452,0	892,3	74,729	903,1	12,18	1,159
$ФС_{33}$	479,8	466,5	895,6	85,878	910,6	11,93	1,186
$ФС_{34}$	488,6	481,0	898,8	98,328	918,0	11,70	1,214
$ФС_{35}$	497,1	495,5	901,7	112,192	925,0	11,47	1,241
$ФС_{36}$	505,4	510,3	903,9	127,594	931,5	11,23	1,272
$ФС_{37}$	513,4	525,1	906,2	144,657	938,0	11,01	1,301
$ФС_{38}$	521,3	539,8	908,6	163,508	944,3	10,80	1,329
$ФС_{39}$	529,1	554,6	911,0	184,292	950,5	10,60	1,358
$ФС_{40}$	536,6	569,4	913,1	207,165	956,4	10,41	1,387
$ФС_{41}$	544,0	584,2	915,2	232,295	962,2	10,22	1,416
$ФС_{42}$	551,2	599,0	917,3	259,821	967,9	10,04	1,444
$ФС_{43}$	558,3	613,9	919,4	289,923	973,5	9,87	1,472
$ФС_{44}$	565,2	628,6	921,7	322,813	979,1	9,72	1,499
$ФС_{13+}$	355,3	295,22	858,7	13,088	807,3	16,32	0,813
$ФС_{20+}$	429,6	389,92	878,7	39,434	868,8	13,45	1,032
$ФС_{25+}$	469,1	449,12	891,7	72,664	901,6	12,23	1,154
$ФС_{30+}$	504,8	509,27	903,7	126,421	931,1	11,25	1,269
$ФС_{36+}$	543,7	583,61	915,1	231,242	962,0	10,23	1,415
$ФС_{45+}$	589,0	681,6	930,0	466,718	998,5	9,20	1,588

Г.4 В таблице Г.4 приведены примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата валанжинских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСт.

Таблица Г.4 — Примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата валанжинских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСт

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
ФР45-60	52,5	78,2	659,7	0,291	492,6	33,24	0,265
ФР60-70	65,8	84,5	677,5	0,336	509,8	32,23	0,276
ФР70-80	75,4	89,1	703,2	0,421	525,0	32,35	0,271
ФР80-90	85,9	93,9	727,4	0,503	540,8	32,41	0,272
ФР90-100	95,6	98,6	734,9	0,536	551,9	31,58	0,287
ФР100-110	105,2	103,2	746,8	0,566	563,8	31,11	0,298
ФР110-120	115,4	108,4	752,6	0,588	574,9	30,21	0,315
ФР120-130	125,4	114,1	750,4	0,611	583,8	28,90	0,339
ФР130-140	135,2	119,1	763,1	0,654	596,0	28,56	0,350
ФР140-150	145,4	124,6	772,6	0,709	607,8	28,03	0,364
ФР150-160	155,5	130,8	772,7	0,785	617,0	26,96	0,387
ФР160-170	165,4	136,7	778,7	0,871	627,4	26,31	0,405
ФР170-180	175,3	142,8	784,2	0,978	637,7	25,67	0,423
ФР180-190	185,4	149,2	789,1	1,126	648,0	25,00	0,442
ФР190-200	195,3	155,8	793,5	1,273	657,8	24,35	0,461
ФР200-210	205,3	162,6	798,3	1,449	667,8	23,74	0,481
ФР210-220	215,4	169,6	803,5	1,653	677,9	23,16	0,500
ФР220-230	225,5	176,6	811,3	1,897	688,7	22,74	0,516
ФР230-240	235,5	183,9	817,1	2,161	698,9	22,24	0,534
ФР240-250	245,5	191,2	824,1	2,484	709,3	21,83	0,551
ФР250-260	255,5	198,9	830,1	2,878	719,5	21,38	0,569
ФР260-270	265,5	207,0	834,5	3,355	729,1	20,87	0,589
ФР270-280	275,5	215,5	838,2	3,863	738,4	20,34	0,611
ФР280-290	285,5	224,5	840,3	4,536	747,1	19,75	0,635
ФР290-300	295,5	233,8	842,1	5,343	755,6	19,17	0,661
ФР300-310	305,5	244,0	840,4	6,189	762,8	18,46	0,693
ФР310-320	315,5	253,9	842,8	7,294	771,4	17,95	0,719
ФР320-330	325,5	264,0	845,7	8,175	780,1	17,47	0,745
ФР330-340	335,5	274,4	849,1	9,579	788,9	17,04	0,770
ФР340-350	345,5	285,1	852,3	11,418	797,6	16,61	0,796
ФР350-360	355,5	296,2	855,4	14,128	806,2	16,19	0,822
ФР360-370	365,5	307,5	858,8	16,353	814,9	15,79	0,848

Окончание таблицы Г.4

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
ФР370-380	375,4	319,1	862,5	18,021	823,6	15,42	0,874
ФР380-390	385,4	331,1	866,1	20,963	832,3	15,06	0,900
ФР390-400	395,4	343,5	869,6	24,385	840,9	14,69	0,927
ФР400-410	405,5	356,4	873,5	28,408	849,7	14,35	0,953
ФР410-420	415,5	369,5	877,4	33,045	858,4	14,03	0,980
ФР420-430	425,5	383,1	881,3	38,439	867,1	13,71	1,006
ФР430-440	435,4	396,9	885,0	44,645	875,6	13,40	1,033
ФР440-450	445,4	411,4	888,7	51,933	884,2	13,10	1,061
ФР450-460	455,4	426,3	892,3	60,410	892,7	12,79	1,090
ФР460-470	465,4	441,7	895,7	70,270	901,0	12,49	1,120
ФР470-480	475,4	457,7	899,0	81,740	909,4	12,20	1,150
ФР480-490	485,4	474,2	902,3	95,083	917,6	11,91	1,182
ФР490-500	495,4	491,2	905,7	110,603	925,9	11,64	1,213
ФР500-510	505,4	509,1	907,9	128,657	933,6	11,34	1,251
ФР510-520	515,4	527,2	910,9	149,657	941,7	11,06	1,285
ФР520-530	525,4	546,1	913,8	174,086	949,6	10,80	1,321
ФР530-540	535,4	564,6	919,1	202,502	958,9	10,60	1,344
ФР540-550	545,4	584,6	921,9	235,556	966,8	10,34	1,381
ФР240+	336,5	275,4	849,4	9,735	789,7	17,00	0,773
ФР350+	432,3	392,6	883,9	42,611	873,0	13,50	1,025
ФР400+	464,1	439,7	895,3	68,926	900,0	12,53	1,116
ФР450+	497,2	494,3	906,1	113,641	927,3	11,58	1,220
ФР500+	531,6	557,4	917,1	191,117	955,4	10,67	1,335
ФР550+	566,1	628,6	926,4	321,878	982,3	9,80	1,470

Г.5 В таблице Г.5 приведены примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата ачимовских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСт.

Таблица Г.5 — Примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата ачимовских залежей северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири в формате КФСт

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
ФР45-60	52,5	78,1	655,7	0,285	491,7	33,03	0,270
ФР60-70	65,8	84,5	677,5	0,336	509,8	32,23	0,276
ФР70-80	75,4	89,1	702,7	0,419	524,9	32,32	0,271
ФР80-90	85,9	94,0	725,9	0,494	540,4	32,31	0,273
ФР90-100	95,6	98,5	738,9	0,537	552,8	31,84	0,283
ФР100-110	105,2	103,0	752,6	0,569	565,2	31,49	0,293
ФР110-120	115,4	108,1	760,5	0,589	576,8	30,72	0,308
ФР120-130	125,4	113,7	759,6	0,614	586,0	29,46	0,331
ФР130-140	135,2	118,7	770,2	0,656	597,7	29,01	0,344
ФР140-150	145,4	124,1	780,1	0,711	609,6	28,50	0,358
ФР150-160	155,5	130,3	780,0	0,784	618,9	27,41	0,381
ФР160-170	165,4	136,3	783,5	0,868	628,7	26,60	0,400
ФР170-180	175,3	142,5	787,6	0,973	638,6	25,86	0,419
ФР180-190	185,4	149,0	792,2	1,119	648,8	25,17	0,438
ФР190-200	195,3	155,5	796,5	1,272	658,6	24,52	0,458
ФР200-210	205,3	162,3	801,5	1,451	668,7	23,91	0,477
ФР210-220	215,4	169,2	807,2	1,657	679,0	23,35	0,495
ФР220-230	225,5	176,4	813,1	1,904	689,3	22,83	0,514
ФР230-240	235,5	183,4	820,7	2,175	700,0	22,43	0,530
ФР240-250	245,5	190,7	827,7	2,501	710,4	22,01	0,546
ФР250-260	255,5	198,3	834,3	2,898	720,8	21,59	0,563
ФР260-270	265,5	206,2	839,5	3,394	730,7	21,12	0,582
ФР270-280	275,5	214,8	842,4	3,910	739,7	20,54	0,605
ФР280-290	285,5	223,9	843,5	4,602	748,2	19,90	0,630
ФР290-300	295,5	233,6	843,1	5,392	755,9	19,21	0,659
ФР300-310	305,5	243,6	843,1	6,243	763,8	18,57	0,688
ФР310-320	315,5	253,6	844,9	7,328	772,1	18,03	0,715
ФР320-330	325,5	263,5	848,5	8,196	781,1	17,59	0,739
ФР330-340	335,5	273,9	851,8	9,557	789,9	17,15	0,764
ФР340-350	345,5	284,9	853,6	11,254	798,1	16,66	0,793
ФР350-360	355,5	296,4	854,5	13,197	805,9	16,15	0,824
ФР360-370	365,5	308,4	854,6	15,788	813,2	15,64	0,859

Окончание таблицы Г.5

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
ФР370-380	375,4	320,7	854,6	17,602	820,4	15,14	0,895
ФР380-390	385,4	333,5	855,0	20,426	827,6	14,67	0,933
ФР390-400	395,4	346,4	856,4	23,703	835,3	14,25	0,968
ФР400-410	405,5	359,8	858,5	27,547	843,2	13,86	1,003
ФР410-420	415,5	373,4	861,2	31,967	851,3	13,50	1,036
ФР420-430	425,5	387,3	864,1	37,095	859,4	13,17	1,069
ФР430-440	435,4	401,5	867,2	42,983	867,5	12,85	1,102
ФР440-450	445,4	416,3	870,2	49,879	875,6	12,54	1,136
ФР450-460	455,4	431,5	873,1	57,882	883,6	12,23	1,172
ФР460-470	465,4	447,4	875,9	67,168	891,6	11,92	1,209
ФР470-480	475,4	463,7	878,5	77,945	899,4	11,62	1,248
ФР480-490	485,4	480,6	881,0	90,451	907,1	11,33	1,289
ФР490-500	495,4	497,8	884,3	104,962	915,1	11,06	1,327
ФР500-510	505,4	515,5	888,0	121,803	923,4	10,82	1,362
ФР510-520	515,4	533,8	891,2	141,345	931,4	10,56	1,402
ФР520-530	525,4	552,9	894,1	164,022	939,2	10,31	1,445
ФР530-540	535,4	572,4	897,1	190,338	947,0	10,06	1,488
ФР540-550	545,4	592,9	899,4	220,876	954,5	9,81	1,537
ФР240+	352,2	292,6	854,3	12,514	803,4	16,32	0,813
ФР350+	428,5	391,6	865,1	38,813	861,9	13,07	1,079
ФР400+	463,8	444,7	875,5	65,550	890,3	11,97	1,203
ФР450+	501,6	508,7	886,6	115,111	920,3	10,91	1,349
ФР500+	540,6	582,9	898,3	205,575	950,9	9,93	1,513
ФР550+	576,7	660,6	908,6	352,060	978,7	9,09	1,687

Г.6 В таблице Г.6 приведены примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата Оренбургского НГКМ в формате КФСт.

Таблица Г.6 — Примеры усредненных ФХС псевдокомпонентов газового конденсата Оренбургского НГКМ в формате КФСт

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
ФР45-60	52,5	78,2	660,0	0,299	492,7	33,25	0,264
ФР60-70	65,8	84,4	676,1	0,340	509,4	32,16	0,277
ФР70-80	75,4	89,1	699,7	0,443	524,2	32,14	0,274
ФР80-90	85,9	94,0	725,6	0,510	540,4	32,29	0,274
ФР90-100	95,6	98,7	732,4	0,537	551,3	31,42	0,289
ФР100-110	105,2	103,2	745,5	0,572	563,5	31,02	0,299
ФР110-120	115,4	108,6	748,0	0,585	573,8	29,92	0,319
ФР120-130	125,4	114,3	744,6	0,613	582,3	28,55	0,345
ФР130-140	135,2	119,3	758,8	0,659	594,9	28,30	0,354
ФР140-150	145,4	124,9	767,5	0,718	606,5	27,72	0,369
ФР150-160	155,5	131,1	767,1	0,797	615,5	26,63	0,393
ФР160-170	165,4	136,9	775,5	0,881	626,6	26,13	0,408
ФР170-180	175,3	143,0	780,5	0,991	636,7	25,46	0,427
ФР180-190	185,4	149,4	786,8	1,161	647,3	24,87	0,444
ФР190-200	195,3	155,9	791,6	1,309	657,2	24,24	0,463
ФР200-210	205,3	162,8	796,1	1,491	667,1	23,62	0,483
ФР210-220	215,4	169,9	800,6	1,703	677,0	23,00	0,503
ФР220-230	225,5	177,1	806,2	1,973	687,2	22,47	0,522
ФР230-240	235,5	184,4	812,7	2,253	697,5	22,02	0,540
ФР240-250	245,5	191,9	818,4	2,600	707,6	21,54	0,559
ФР250-260	255,5	199,8	823,5	3,027	717,4	21,05	0,578
ФР260-270	265,5	207,9	828,2	3,561	727,0	20,56	0,599
ФР270-280	275,5	216,3	832,4	4,078	736,4	20,06	0,620
ФР280-290	285,5	225,1	836,2	4,837	745,7	19,56	0,642
ФР290-300	295,5	234,2	839,6	5,701	754,7	19,05	0,665
ФР300-310	305,5	243,6	842,9	6,514	763,7	18,56	0,689
ФР310-320	315,5	253,3	846,2	7,672	772,6	18,09	0,713
ФР320-330	325,5	263,4	849,5	9,245	781,5	17,63	0,737
ФР330-340	335,5	273,7	852,7	10,750	790,2	17,19	0,762
ФР340-350	345,5	284,4	855,8	12,035	798,9	16,75	0,788
ФР350-360	355,5	295,5	858,8	13,122	807,5	16,31	0,814
ФР360-370	365,5	306,9	861,7	15,085	816,0	15,90	0,841

Окончание таблицы Г.6

Обозначение псевдокомпонента	Температура кипения, °С	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
ФР370-380	375,4	318,6	864,5	17,002	824,4	15,50	0,868
ФР380-390	385,4	330,8	867,3	19,854	832,8	15,10	0,896
ФР390-400	395,4	343,5	869,9	23,185	841,0	14,71	0,926
ФР400-410	405,5	356,7	872,5	27,117	849,3	14,32	0,956
ФР410-420	415,5	370,2	874,9	31,667	857,3	13,95	0,988
ФР420-430	425,5	384,1	877,5	36,980	865,4	13,59	1,019
ФР430-440	435,4	398,2	880,4	43,117	873,5	13,26	1,050
ФР440-450	445,4	412,9	883,4	50,351	881,7	12,93	1,082
ФР450-460	455,4	427,9	886,6	58,798	890,0	12,62	1,113
ФР460-470	465,4	443,4	890,3	68,663	898,5	12,33	1,143
ФР470-480	475,4	459,3	894,0	80,183	906,9	12,06	1,173
ФР480-490	485,4	475,7	897,6	93,636	915,3	11,78	1,204
ФР490-500	495,4	492,7	901,2	109,346	923,7	11,51	1,235
ФР500-510	505,4	510,4	903,9	127,691	931,6	11,23	1,272
ФР510-520	515,4	528,7	906,8	149,115	939,5	10,96	1,308
ФР520-530	525,4	547,5	909,9	174,132	947,6	10,70	1,344
ФР530-540	535,4	567,0	912,8	203,347	955,5	10,44	1,382
ФР540-550	545,4	587,1	915,6	237,464	963,3	10,19	1,422
ФР240+	373,4	316,2	863,9	16,559	822,7	15,58	0,862
ФР350+	442,9	409,2	882,6	48,447	879,7	13,01	1,074
ФР400+	473,7	456,6	893,4	78,116	905,5	12,10	1,168
ФР450+	507,8	514,8	904,6	132,524	933,5	11,16	1,280
ФР500+	543,9	584,0	915,2	231,851	962,1	10,22	1,415
ФР550+	578,0	656,6	926,0	393,465	989,5	9,43	1,547

Библиография

[1] ASTM D 6729—20 — Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100 Metre Capillary High Resolution Gas Chromatography
(Стандартный метод определения отдельных компонентов в топливах для двигателей с искровым зажиганием с использованием 100-метровой капиллярной газовой хроматографии высокого разрешения)

[2] ASTM D 6730—22 — Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100-Metre Capillary (with Precolumn) High-Resolution Gas Chromatography
(Стандартный метод определения содержания отдельных компонентов в топливах для двигателей с искровым зажиганием методом газовой хроматографии высокого разрешения (с предварительной колонкой) на 100-метровой капиллярной колонке)

[3] ASTM D 6733—24 — Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 50-Metre Capillary High Resolution Gas Chromatography
(Стандартный метод определения отдельных компонентов в топливах для двигателей с искровым зажиганием методом газовой хроматографии высокого разрешения на 50-метровой капиллярной колонке)

[4] ASTM D 86—23 — Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products and Liquid Fuels at Atmospheric Pressure
(Стандартный экспериментальный метод перегонки нефтепродуктов и жидкого топлива при атмосферном давлении)

[5] ASTM D 3710—95 (2004) — Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Gasoline and Gasoline Fractions by Gas Chromatography
(Стандартный экспериментальный метод фракционирования бензина и бензиновых фракций по температурам кипения методом газовой хроматографии)

[6] ASTM D 2892—23 — Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column)
(Стандартный экспериментальный метод перегонки сырой нефти (колонна с 15 теоретическими тарелками))

[7] ASTM D 6839—18 — Standard Test Method for Hydrocarbon Types, Oxygenated Compounds, and Benzene in Spark Ignition Engine Fuels by Gas Chromatography
(Стандартный метод определения типов углеводородов, кислородсодержащих соединений и бензола в моторных топливах с искровым зажиганием методом газовой хроматографии)

[8] ASTM D 7096—19 — Standard Test Method for Determination of the Boiling Range Distribution of Gasoline by Wide-Bore Capillary Gas Chromatography
(Стандартный метод определения распределения бензина по диапазону кипения с помощью широкопроходной капиллярной газовой хроматографии)

[9] ASTM D 5443—23 — Standard Test Method for Paraffin, Naphthene, and Aromatic Hydrocarbon Type Analysis in Petroleum Distillates Through 200 °C by Multi-Dimensional Gas Chromatography
(Стандартный метод определения парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов в нефтяных дистиллятах при температуре до 200 °С с помощью многомерной газовой хроматографии)

[10] ASTM D 6470-99 (2020) — Standard Test Method for Salt in Crude Oils (Potentiometric Method)
(Стандартный метод определения содержания соли в сырой нефти (потенциометрический метод))

УДК 622.692:543.06 ОКС 75.060

Ключевые слова: нестабильный газовый конденсат, физико-химические свойства, состав, общие положения, формат представления состава, компонент, фракция, группа

Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 27.01.2026. Подписано в печать 12.02.2026. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,58. Уч.-изд. л. 4,74.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

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