

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ
ПРИ АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ**

Учебно-методическое пособие

КАЗАНЬ

2025

УДК 622.276
ББК 26.343.1
О-62

*Рекомендовано к изданию Учебно-методической комиссией Института
геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского)
федерального университета.
(протокол № 12 от 3 апреля 2025 г.)*

Рецензенты:

Кандидат химических наук, старший научный сотрудник Передовой инженерной школы
ИТМО **Михайлова А.Н.**

Кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых
углеводородов ФГАОУ ВО «К(П)ФУ» **Мухаматдинов И.И.**

Деревянко В.К.

Определение фракционного состава нефти при атмосферном давлении:
О-62 учебно-методическое пособие / В.К. Деревянко, О.В. Аникин,
В.А. Кадышева, И.Ф. Минханов, М.А. Варфоломеев. – Казань: Казанский
федеральный университет, 2025. – 20 с.

Учебно-методическое пособие рекомендуется для проведения практических занятий по дисциплине «Физическая химия углеводородов» для обучающихся по направлению магистратуры 21.04.01 «Нефтегазовое дело» очной формы обучения.

В учебно-методическом пособии содержится краткая теория по рассматриваемым вопросам фракционного состава нефти, описание автоматического аппарата и принципа работы установки, а также контрольные вопросы и список литературных источников.

Содержание заданий соответствует учебному плану и рабочей учебной программе дисциплины. Учебно-методическое пособие рекомендуется для студентов технических вузов, обучающихся по специальности «Нефтегазовое дело», аспирантов и преподавателей.

УДК 622.276
ББК 26.343.1

© Деревянко В.К., Аникин О.В., Кадышева В.А., Минханов И.Ф.,
Варфоломеев М.А., 2025
© Казанский федеральный университет, 2025

Оглавление

Термины и определения.....	4
Аббревиатуры.....	5
Введение	6
1. Методика определения фракционного состава нефти	8
1.1 Сущность метода.....	8
1.2 Условия выполнения измерений	8
2. Автоматический аппарат определения фракционного состава – АРН-ЛАБ-11	9
3. Подготовка к проведению измерений.....	11
3.1 Калибровка установки	11
3.2 Подготовка установки.....	11
3.3 Подготовка пробы	12
4. Проведение испытания	13
4.1 Запуск испытания.....	13
4.2 Контроль проведения испытания	14
4.3 Оформление результатов	15
Практическая часть	17
Контрольные вопросы	18
Литература.....	19

Термины и определения

Восстановленный общий отгон – процентная сумма объема конденсата в мерном цилиндре и остатка в колбе.

Общие потери – потери вследствие испарения во время переноса образца из приемного цилиндра в колбу для разгонки, потеря пара во время разгонки и несконденсированный пар в колбе в конце разгонки.

Остаток – разность восстановленного общего отгона и отгона (выхода), в процентах, или объем остатка в кубических сантиметрах при непосредственном его измерении.

Отгон (выход) – максимальный процент отогнанного продукта.

Процент отогнанного продукта – объем конденсата, отмечаемый в приемном цилиндре, выраженный как процент от объема загрузки с одновременной записью показания температуры.

Процент потерь – разность между 100 % и восстановленным общим объемом.

Температура конца кипения – максимальное значение температуры паров, полученное во время испытания.

Температура начала кипения – температура насыщенных паров исследуемого нефтепродукта, наблюдаемая на момент, когда первая капля конденсата падает в приемный цилиндр с нижнего конца трубки холодильника.

Температура паров – значение температуры насыщенных паров исследуемого нефтепродукта, измеренное датчиком температуры, установленным в горловине колбы ниже пароотводной трубки.

Термины и определения даны согласно [1–3].

Аббревиатуры

ТНК – температура начала кипения;

ТКК – температура конца кипения;

ВПК – время от начала нагрева до фиксации первой капли конденсата;

УПЦ – текущий уровень конденсата в приемном цилиндре;

ВПП – время от фиксации первой капли до получения 5 % отгона.

Введение

Фракционный состав является определяющей характеристикой при установлении области применения нефтепродуктов [1]. В зависимости от того какие фракции доминируют в составе, выбираются соответствующие технологии переработки.

Фракционный состав нефти определяется на основе данных перегонки. Фракции, входящие в состав нефти, характеризуются температурными интервалами кипения (Таблица 1): температура начала кипения (ТНК) и температура конца кипения (ТКК), т.е. фракцией называется доля нефти, выкипающая в определенном диапазоне температур.

Пределы кипения предоставляют информацию о составе и эксплуатационных характеристиках нефтепродукта, а скорость испарения является одним из определяющих факторов при применении растворителей.

Таблица 1

Температура кипения фракций нефти

Фракция	Тип фракций		Условия получения	Температура кипения
Петролейная	Легкие	Светлые	Атмосферная перегонка	До 100 °С
Бензиновая				100–140 °С
Лигроиновая	Средние			140–180 °С
Керосиновая				180–220 °С
Дизельная				220–350 °С
Вакуумный газойль	Тяжелые	Темные (мазуты)	Вакуумная перегонка	350–500 °С
Гудрон (вакуумный остаток)				Более 500 °С

Первичная перегонка нефти включает две стадии. Первая стадия – это атмосферная перегонка, при которой получают светлые дистилляты – фракции, выкипающие до 350 °С, т. е. легкие и средние фракции, а также тяжелые или темные (мазут), это остаток, образовавшийся после отбора светлых продуктов.

Вторая стадия – это дистилляция под вакуумом мазута с получением тяжелых масляных фракций. Перегонка производится в условиях пониженного давления, что позволяет испарять более тяжелые фракции при относительно низких температурах, так как при атмосферном давлении при достижении высоких температур есть риск термического разложения остатка.

В данном методическом пособии будет рассмотрена атмосферная перегонка нефти на автоматическом аппарате АРН-ЛАБ-11.

1. Методика определения фракционного состава нефти

1.1. Сущность метода

Сущность метода заключается в перегонке 100 мл испытуемого образца при условиях, соответствующих природе продукта по ГОСТ 2177-99, и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объема конденсата.

Равномерный нагрев испытуемого образца с заданной скоростью осуществляется при помощи электрического нагревателя и встроенного микропроцессора. Пары испытуемого образца конденсируются в специальном модуле, охлаждаемом встроенной системой термостатирования, автоматически поддерживающей заданную температуру охлаждения. Конденсат стекает в приемный цилиндр, уровень заполнения которого регистрируется при помощи системы оптических датчиков. Камера приемного цилиндра также имеет встроенную систему охлаждения.

Аппарат обеспечивает полностью автоматическое выполнение испытаний в соответствии с требованиями стандартов.

1.2. Условия выполнения измерений

- температура окружающей среды от +15 °С до +35 °С;
- относительная влажность окружающей среды не более 80 %;
- атмосферное давление от 86,6 до 106,7 кПа;
- напряжение переменного тока (220 ± 10) В;
- частота переменного тока (50 ± 2) Гц.

2. Автоматический аппарат определения фракционного состава – АРН-ЛАБ-11

В данном методическом пособии фракционный состав нефти и нефтепродуктов определяют на автоматическом аппарате АРН-ЛАБ-11 (LOIP LP-086A1).

Внешний вид установки – см. Рис. 1.



Рис. 1. Внешний вид установки:

- | | | |
|------------------------|----------------------------|-------------------------|
| 1 – электронагреватель | 5 – центрирующая втулка; | 9 – приемная камера; |
| 2 – колба Энглера; | 6 – пожарная сигнализация; | 10 – каплеуловитель; |
| 3 – термopар; | 7 – система охлаждения; | 11 – приемный цилиндр; |
| 4 – узел крепления; | 8 – сенсорный дисплей; | 12 – основание цилиндра |

Автоматический аппарат для определения фракционного состава оснащен следующими основными компонентами:

1) Узел крепления колбы – металлический кронштейн, посредством которого колба фиксируется в аппарат.

2) Центрирующее устройство для датчиков – пробка с отверстием, снабженная резиновым уплотнительным кольцом. Устанавливается в горловину колбы Энглера, обеспечивая правильное размещение датчиков температуры паров и конца перегонки.

3) Датчик температуры паров – термометр сопротивления Pt-100, заключенный в стеклянный корпус и снабженный разъемом для подключения к аппарату. Датчик устанавливается в отверстие центрирующей втулки и фиксируется на требуемой глубине.

4) Приемный цилиндр – градуированная мерная емкость, предназначенная для сбора конденсата, стекающего из трубки холодильника. Крышка приемного цилиндра надета на трубку холодильника и оборудована каплеуловителем, позволяющим точно направлять падающие капли конденсата на стенку цилиндра во избежание колебаний уровня. На крышке установлена прокладка и уплотнительное кольцо, обеспечивающие ее герметизацию.

5) Оптические датчики используются для определения уровня конденсата (УПЦ) в приемном цилиндре. Датчик представляет собой оптопару, определяющую наличие жидкости по изменению оптических характеристик среды между излучателем и приемником.

6) Встроенное программное обеспечение управляет всеми режимами работы аппарата. В памяти аппарата содержатся наборы параметров для стандартных методов испытаний.

Технические характеристики установки [4]:

- | | |
|--|------------------------|
| • Диапазон измерения температуры паров | 20...450 °C |
| • Диапазон задания температуры | |
| – охлаждающей бани | 0...+65 (±1) °C |
| – отсека приемного цилиндра | 0... комнатная (±1) °C |
| • Скорость разгонки | 0.5...10 мл/мин |
| – Точность поддержания | ±0,5 мл/мин |
| • Разрешающая способность измерения: | |
| – температуры кипения | ±0,1 °C |
| – объема конденсата | ±0,1 мл |
| • Объем охлаждающей жидкости | 1,7 л |

3. Подготовка к проведению измерений

3.1. Калибровка установки

Перед запуском аппарата необходимо откалибровать датчик уровня для приемного цилиндра:

1. Налить 10 мл дизельного топлива в приемный цилиндр (по нижнему мениску).

2. Установить приемный цилиндр в камеру: нижняя подставка цилиндра вставляется до упора (ориентация шкалой к нам), верхняя крышка плотно надевается на цилиндр, при этом нижний край носика каплеуловителя должен касаться задней стенки приемного цилиндра.

3. В настройках программного обеспечения аппарата найти клавишу «Поиск уровня». Проверить значение измеренного уровня (нажатием нижней левой клавиши опустить датчик уровня, замерить уровень клавишей «Поиск уровня»), если оно отличается от заданного, то обновить калибровку (Рис. 2).

4. По аналогии провести калибровку датчика уровня для 100 мл.

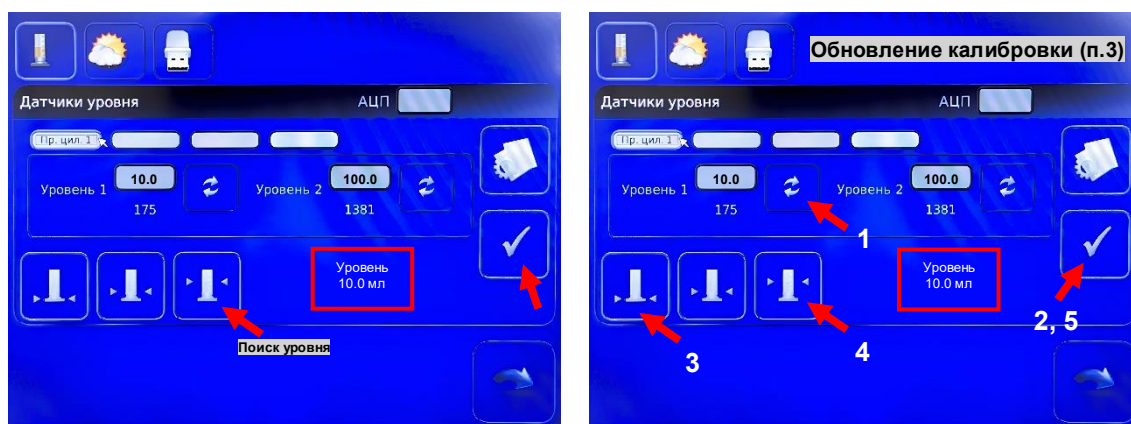


Рис. 2. Калибровка датчика уровня

3.2. Подготовка установки

Перед началом испытания необходимо запустить температурный режим для бани и приемного цилиндра (Рис. 3). Задать температуру для бани – 5 °С, температуру для приемного цилиндра – 16 °С (индикатор – «вкл»).

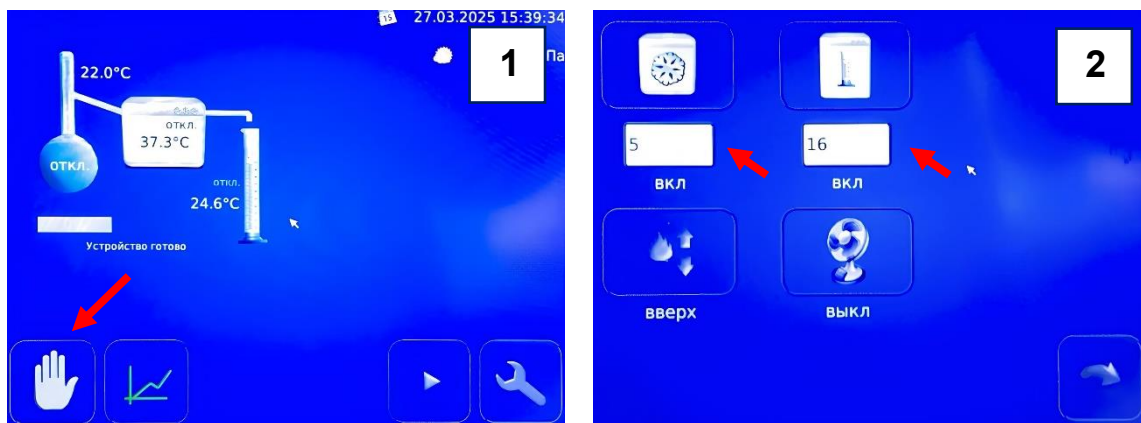


Рис. 3. Температурный режим для бани приемного цилиндра

3.3. Подготовка пробы

В качестве испытуемого топлива допускается использовать пробу с содержанием воды не более 0,01-0,02 %.

Порядок подготовки пробы:

1. Отмерить 100 мл испытуемого топлива приемным цилиндром (по нижнему мениску).
2. Перелить пробу в колбу Энглера, при этом следить за тем, чтобы жидкость не попала в отводную трубку.
3. Добавить в колбу кипелки (кусочки фарфора) для равномерного прогрева пробы.
4. Установить перегонную колбу в модуль нагрева:
 - 1) Вставить термopару при помощи центрирующей втулки в горловину колбы. Центрирующую втулку зафиксировать посредством уплотнительных колец.
 - 2) Установить колбу в аппарат при помощи узла крепления.
5. Установить приемный цилиндр в камеру. Сдвинуть вниз крышку приемного цилиндра так, чтобы выступ на нижней части крышки плотно входил в горловину цилиндра, при этом лепесток каплеуловителя должен быть направлен так, чтобы обеспечивать стекание капель по задней стороне приемного цилиндра.

4. Проведение испытания

4.1. Запуск испытания

Запуск испытания (Рис. 4):

1) Ввести название/номер пробы. Выбрать ГОСТ, согласно которому проводите испытания.

Выбрать марку в зависимости от плотности пробы. Нефть согласно ГОСТ Р 51858-2020 по плотности подразделяется на 5 типов (Таблица 2).

Таблица 2

Классификация нефти по плотности

Тип нефти	0	1	2	3	4
	особо легкая	легкая	средняя	тяжелая	битуминозная
Плотность, кг/м ³ (при 20°C)	≤830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-850,0	>895,0

2) Ввести температуру окружающей среды. Выбрать откалиброванный цилиндр – «Пр. цилиндр № 1». Выбрать оператора. Нажать «Старт».

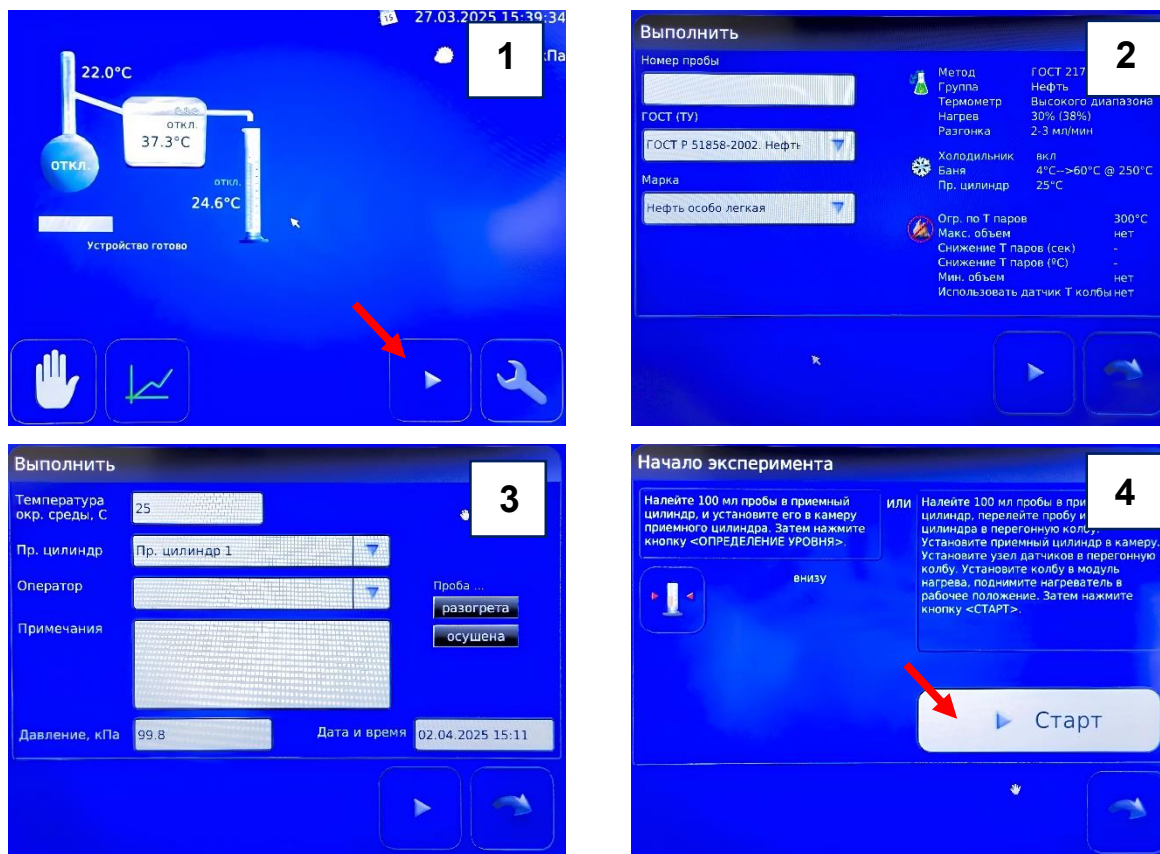


Рис. 4. Запуск испытания

4.2. Контроль проведения испытания

Испытание начинается в автоматическом режиме.

Проба нагревается, и постепенно закипает. При падении первой капли аппарат фиксирует температуру начала кипения, а рядом с приемным отсеком срабатывает светодиод, сигнализируя о каждой новой капле.

Во время проведения испытания на дисплее аппарата отображаются текущие значения температуры паров нефтепродукта, пробы в колбе, нагревателя, охлаждающей бани, камеры приемного цилиндра и отсека нагревателя, а также ТНК, ТКК, время от начала нагрева до фиксации первой капли конденсата (ВПК), время от фиксации первой капли до получения 5 % отгона (ВПП), время от 5 до 95 %, время от 95 % до ТКК.

После отгона первых 5 мл фиксируется средняя скорость разгонки. Все данные отображаются на экране, кроме того, в режиме реального времени можно просматривать графики разгонки (Рис. 5).

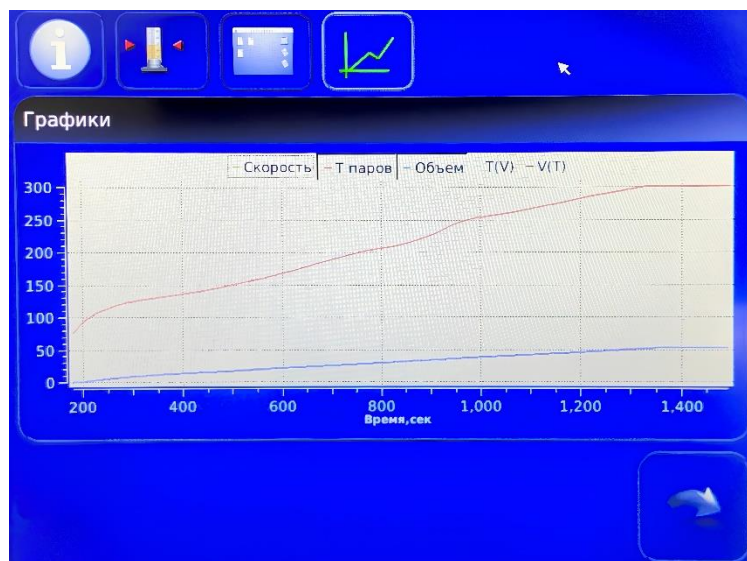


Рис. 5. Графики разгонки

Фиксируется температура конца кипения, после чего аппарат ожидает падения последней капли. По окончании проведения испытания, издается звуковой сигнал, опускается нагреватель и включается вентилятор охлаждения колбы. В память аппарата автоматически записывается общий объем дистиллята.

После завершения проведения испытания сохраните данные.

4.3. Оформление результатов

Результаты можно просмотреть в настройках меню, а для их детального анализа необходима обработка в Excel. Для этого с помощью флеш-накопителя перенесите данные с аппарата на компьютер.

Результаты представляются в виде итоговой таблицы (Таблица 3) и графика (Рис. 6) в соответствии с температурами кипения фракций нефти.

Таблица 3

Пример оформления фракционного состава пробы

Температура кипения, °С	Отгон, %об.
42,03	0
43,96	0,1
43,96	0,2
44,03	0,3
44,55	0,4
44,91	0,5
45,43	0,6
46,04	0,7
46,37	0,8
46,39	0,9
46,42	1
46,95	1,1
47,14	1,2
47,45	1,3
47,46	1,4
48,35	1,5
...	
296,3	50,2
297,56	50,3
297,56	50,4
297,57	50,5
298,88	50,6

299,13	50,7
299,37	50,8
299,79	50,9
299,9	51
300	52
Выход	52
Остаток + потери	48

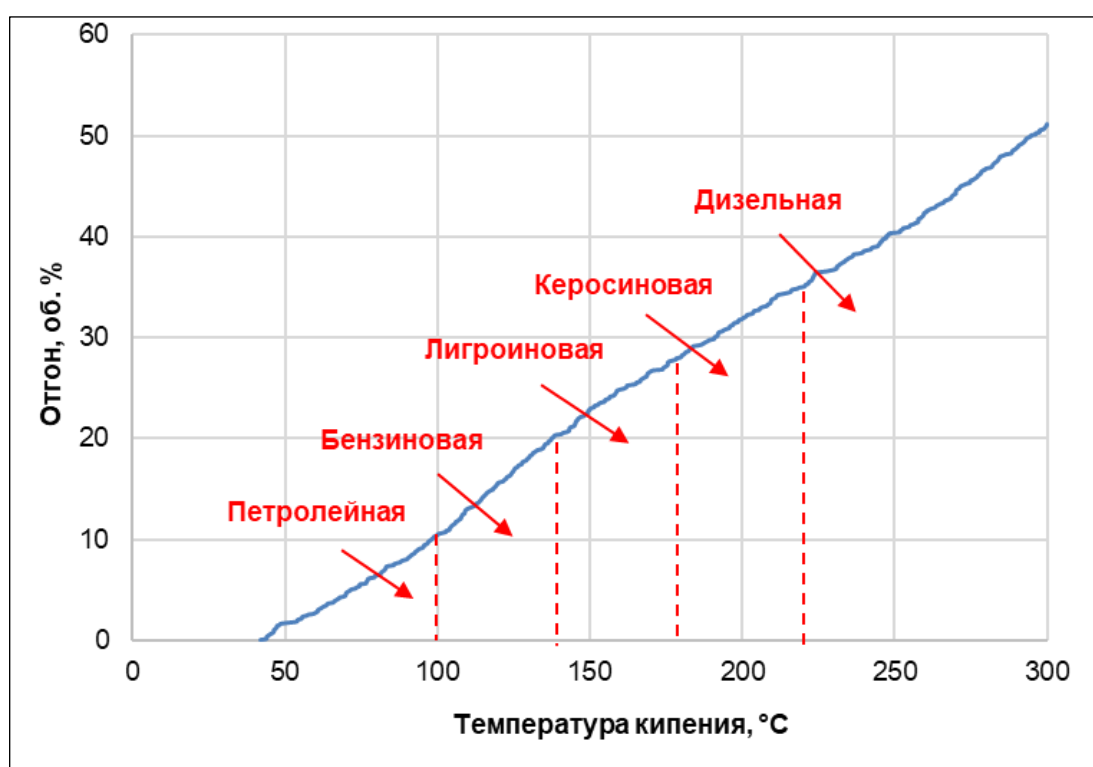


Рис. 6. Пример оформления кривой фракционной разгонки

Практическая часть

Выполнение лабораторной работы осуществляется в командах, сформированных руководителем, после освоения теоретического материала.

Руководитель выдает задание каждой сформированной группе, с которой будет выполнено испытание, что будет являться основным этапом учебной практики.

Защита лабораторного исследования предоставляется в виде отчёта.

Пример практического задания

Определение фракционного состава нефти

1. Назначение испытания
2. Последовательность проведения испытания:
 - 2.1. Подготовка установки;
 - 2.2. Подготовка пробы;
 - 2.3. Проведение испытания;
3. Оформление результатов
 - 3.1. Обработка результатов в Excel;
 - 3.2. Построение кривой фракционной разгонки.

Контрольные вопросы

- 1) Какие фракции могут входить в состав нефти?
- 2) Фракция нефти – это?
- 3) Для чего необходимо знать фракционный состав?
- 4) Какими методами определяют фракционный состав нефти?
- 5) Какие типы фракций выделяют в процессе перегонки?
- 6) Какие фракции получают при атмосферной перегонке нефти? Назовите их и укажите температурные пределы кипения каждой фракции.
- 7) Какие фракции получают при вакуумной перегонке нефти? Назовите их и укажите температурные пределы кипения каждой фракции.
- 8) Что такое кривая фракционной разгонки?
- 9) Как определяется уровень конденсата в приемном цилиндре?
- 10) Как при оформлении результатов фракционного состава рассчитывается процент остатка и потерь?

Литература

1. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – Минск: ВНИИ НП, 2001. – 89 с.
2. ГОСТ ISO 3405-2013 Нефтепродукты. Определение фракционного состава при атмосферном давлении. – М.: Стандартиформ, 2014. – 68 с.
3. ГОСТ Р 53707-2009. Нефтепродукты. Метод дистилляции при атмосферном давлении. – М.: Стандартиформ, 2019. – 41 с.
4. Руководство по эксплуатации. Паспорт. Автоматический аппарат для определения фракционного состава нефти и нефтепродуктов АРН-ЛАБ-11. – 8 с.
5. ГОСТ Р 51858-2020 Нефть. Общие технические характеристики. – М.: Стандартиформ, 2020. – 10 с.

Учебное издание

Дервянко Вадим Константинович

Аникин Олег Викторович

Кадышева Валерия Александровна

Минханов Ильгиз Фаильевич

Варфоломеев Михаил Алексеевич

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ
ПРИ АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ**

Учебно-методическое пособие