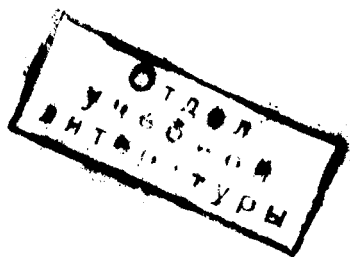




А. К. Мановян

Технология первичной переработки нефти и природного газа



ИЗДАНИЕ 2-Е, ИСПРАВЛЕННОЕ

*Рекомендовано Министерством
общего и профессионального образования
Российской Федерации
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по специальности
"Химическая технология природных энергоносителей
и углеродных материалов"*



МОСКВА
"ХИМИЯ"
2001

ББК 35.514
М 23
УДК 665.8



Федеральная программа
книгоиздания России

Рецензенты:

кафедра химической технологии топлив и углеродных материалов
Ставропольского химического университета
(зав. кафедрой докт. техн. наук, проф. А.Н.Переверзев);
чл.-корр. РАН., докт. хим. наук, проф. С.Н.Хаджиев

Мановян А.К.

М 23 Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.: ил.
ISBN 5-7245-1192-4

Рассмотрены физико-химические свойства нефти и ее фракций, методы разделения смесей и характеристика получаемых из них товарных продуктов.

Освещены вопросы подготовки нефти к переработке и технологии ее первичной перегонки, а также методы обогащения дистиллятов. Изложены пути дальнейшего совершенствования процессов переработки, экологические вопросы, дана характеристика основных типов аппаратуры.

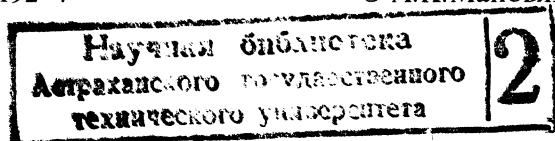
Для студентов вузов, инженерно-технических и научных работников, занятых проблемами первичной переработки нефти и газа.

М 2804020200 – 031
050(01) – 01 Без объявл.

ББК 35.514

ISBN 5-7245-1192-4

© А.К.Мановян, 2001



СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
Глава 1	
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОИСКЕ, ДОБЫЧЕ, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА	21
1.1. Происхождение нефти; ее скопления в недрах Земли	21
1.2. Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений	25
1.3. Методы разработки нефтяных и газовых месторождений	31
1.4. Промысловая подготовка нефти и газа	36
1.5. Транспорт и хранение нефти и газа	38
Глава 2	
МЕТОДЫ ВЫРАЖЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА НЕФТИ И ГАЗА	44
2.1. Компонентный состав	44
2.2. Фракционный состав	49
2.2.1. Методы простой дистилляции	50
2.2.2. Дистилляция с дефлегмацией	55
2.2.3. Ректификация	56
2.2.4. Имитированная дистилляция	61
2.2.5. Расчетные методы определения фракционного состава	63
2.3. Элементный химический состав	69
2.4. Групповой химический состав	72
2.4.1. Алканы (парафиновые углеводороды)	73
2.4.2. Цикланы (нафтеновые углеводороды)	81
2.4.3. Арены (ароматические углеводороды)	84
2.4.4. Алкены (олефиновые углеводороды)	89
2.4.5. Гетероатомные соединения (ГАС)	89
2.4.6. Смолы и асфальтены	97
Глава 3	
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ЕЕ ФРАКЦИЙ	100
3.1. Средняя температура кипения	100
3.2. Плотность	103
3.3. Молярная масса	107
3.4. Давление насыщенных паров	110
3.4.1. Методы определения ДНП	110

14,5 °, содержащие полициклические углеводороды с числом колец в молекуле до пяти [43]. По оптической активности углеводороды располагаются в ряду (по убыванию): полициклические циклоалканы, циклоалканоарены, полициклические арены, моноциклические арены – алканы.

3.8. ХАРАКТЕРНЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

Под характерными понимают температуры, характеризующие те или иные физические свойства или фазовые переходы нефтепродуктов. К ним относятся температуры вспышки, воспламенения, самовоспламенения, помутнения, начала кристаллизации, застывания, плавления, размягчения, начала каплепадения, хрупкости, полного растворения в анилине (анилиновая точка). Все эти температуры являются показателями потребительских свойств тех или иных нефтепродуктов и входят в соответствующие стандарты.

3.8.1. Температура вспышки

Температурой вспышки называют ту минимальную температуру, при которой образующиеся над поверхностью нефтепродукта в стандартных условиях пары в смеси с воздухом образуют горючую смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени и гаснущую из-за недостатка горючей массы в этой смеси.

Эта температура является характеристикой пожароопасных свойств нефтепродуктов, и на ее основе классифицируют объекты нефтепереработки по категориям пожарной опасности.

Для индивидуальных углеводородов существует определенная количественная связь температуры вспышки и температуры кипения, выражаемая соотношением

$$T_{\text{всп}} = 0,736 T_{\text{кип}}, \quad (3.65)$$

где $T_{\text{всп}}$ и $T_{\text{кип}}$ в К.

Для нефтепродуктов, выкипающих в широком интервале температур, такую зависимость установить нельзя, но наблюдается зависимость их от испаряемости, являющейся функцией температур выкипания. Чем легче нефтяная фракция (меньше ее температура кипения), тем ниже ее температура вспышки (для бензиновых фракций она составляет, например, минус 40 °С, для керосинов и дизельных топлив 35 – 60 °С, а для масел 130 – 250 °С).

Температура вспышки – параметр очень чувствительный к наличию летучих веществ: небольшие их примеси, например в тяжелых маслах, существенно снижают эту температуру.

Существует два стандартных метода определения температуры вспышки: в открытом и закрытом тиглях.

В открытом тигле (ГОСТ 26378–84) эту температуру определяют для различных нефтепродуктов.

Сущность метода (метод Бренкена) заключается в том, что стандартный тигель с залитым в него до определенной метки нефтепродуктом помещают в обогреваемую баню и ведут нагрев с определенной скоростью. Температуру контролируют термометром, помещенным в тигель.

За 10 °С до предполагаемой температуры вспышки по краю тигля на расстоянии 10–15 мм от уровня нефтепродукта медленно проводят зажигательное приспособление с длиной пламени 3 – 4 мм.

Если при этом не произошла вспышка, нагрев продолжают и операцию с поднесением пламени повторяют через каждые 2 °С. Температуру, при которой произойдет вспышка паров в тигле, фиксируют как температуру вспышки.

В закрытом тигле (ГОСТ 6356–75) температуру вспышки определяют в специальном аппарате по ГОСТ 1421 – 79, имеющем тигель с крышкой и систему автоматического поднесения пламени при открывании крышки тигля.

После подготовки этого аппарата (промывки и осушки тигля, защиты от движения воздуха и др.) в тигель до метки заливают нефтепродукт, помещают его в нагревательную ванну с установленным в ней термометром. В процессе нагрева нефтепродукт в тигле перемешивают мешалкой с частотой вращения 90 – 120 об/мин, а нагрев ведут со скоростью 5 – 6 °С в мин.

Определение температуры вспышки начинают за 10 °С до предполагаемой температуры вспышки (если она ниже 50 °С) и за 17 °С – если она выше 50 °С.

Определение проводят через каждый градус, причем в момент определения прекращают перемешивание, включают механизм открывания крышки тигля, который одновременно опускает на 1 с в паровое пространство тигля зажигатель, и следят за вспышкой. Если она произойдет, то температуру фиксируют как искомую, если нет – продолжают нагрев и определение.

Температуры вспышки, полученные двумя этими методами, существенно отличаются друг от друга: в открытом тигле она всегда выше, чем в закрытом, где пары накапливаются быстрее и горючая смесь образуется при более низкой температуре. С повышением температур кипения нефтяной фракции эта разница возрастает.

Все вещества, имеющие температуру вспышки в закрытом тигле ниже 61 °С, относят к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ), которые в свою очередь подразделяются на осо-

боопасные ($t_{всп}$ ниже минус 18 °С), постоянно опасные ($t_{всп}$ от минус 18 до 23 °С) и опасные при повышенной температуре ($t_{всп}$ от 23 до 61 °С).

Как уже отмечалось, по температуре вспышки судят о пожароопасности нефтепродукта, причем эта температура соответствует минимальной концентрации паров нефтепродукта в воздухе, при которой такая горючая смесь вспыхивает (взрывается).

В этой связи следует сказать и о том, что для каждого горючего вещества существуют *пределы взрываемости его паров с воздухом* – нижний и верхний. *Нижний предел взрываемости* – это та минимальная концентрация паров горючего вещества в воздухе, при которой избыток воздуха, поглощая выделяющееся при загорании горючего тепло, не позволяет развиваться реакции горения.

Верхний предел взрываемости – это та максимальная концентрация паров горючего в воздухе, при которой недостаток кислорода не позволяет развиваться реакции горения.

Пределы взрываемости для углеводородов могут быть вычислены по формулам

$$N_n = 100/[4,85(m - 1) + 1]; \quad (3.66)$$

$$N_v = 100/[1,21(m + 1)], \quad (3.67)$$

где N_n и N_v – концентрации, соответствующие нижнему и верхнему пределу взрываемости, % (об.); m – число атомов кислорода, необходимое для горения одной молекулы углеводорода.

Значения N_n и N_v для некоторых углеводородов и веществ при нормальных условиях приведены ниже:

	N_n	N_v		N_n	N_v
Метан	5	15	Циклогексан	1,2	10,6
Этан	2,9	15	Бензол	1,4	7,1
Пропан	2,1	9,5	Толуол	1,3	6,7
Бутан	1,8	9,1	Оксид углерода	12,5	74,0
Пентан	1,4	7,8	Водород	4,0	75,0
Гексан	1,2	7,5	Этиловый спирт	3,6	19,0

С повышением температуры смеси интервал концентраций взрываемости несколько сужается [так, для пентана при 100 °С он соответственно равен 1,44% (об.) и 4,75% (об.)].

Увеличение давления смеси повышает верхний предел взрываемости (повышается парциальное давление кислорода).

3.8.2. Температура воспламенения

Температурой воспламенения называют минимально допустимую температуру, при которой смесь паров нефтепродукта с воздухом над его поверхностью при поднесении пламени вспыхивает

и не гаснет в течение определенного времени, т. е. концентрация горючих паров такова, что даже при избытке воздуха горение поддерживается.

Определяют температуру воспламенения прибором с открытым тиглем, и по своему значению она на десятки градусов выше температуры вспышки в открытом тигле.

3.8.3. Температура самовоспламенения

Температурой самовоспламенения называют такую температуру, при которой соприкосновение нефтепродукта с воздухом вызывает его воспламенение и устойчивое горение без поднесения источника огня.

Определяют ее по ГОСТ 13920–68 в открытой колбе нагреванием до появления пламени в колбе, и она на сотни градусов выше температур вспышки и воспламенения (бензины 400 – 450 °С, керосины 360 – 380 °С, дизельные топлива 320 – 380 °С, мазуты 280 – 300 °С).

Температура самовоспламенения зависит не от испаряемости, а от химического состава нефтяной фракции. Наибольшей температурой самовоспламенения обладают ароматические углеводороды, наименьшей – парафиновые. Чем выше молекулярная масса углеводородов, тем ниже температура самовоспламенения, так как последняя зависит от окислительной способности. С повышением молекулярной массы углеводородов их окислительная способность возрастает, и они вступают в реакцию окисления (обуславливающую горение) при более низкой температуре.

Температура самовоспламенения характеризует также пожароопасные свойства нефтепродуктов при их внезапном контакте с воздухом (например, при внезапных течах из трубопроводов, задвижек и др.). Так, часто пропуски фланцевых соединений, из которых вытекает горячий нефтепродукт, являются причиной серьезных пожаров и аварий на технологических установках переработки нефти из-за самовоспламенения нефтепродукта.

3.8.4. Температура помутнения

Температурой помутнения считается та максимальная температура, при которой в проходящем свете топливо меняет прозрачность (мутнеет) в сравнении с арбитражным (параллельным) образцом.

Определяют эту температуру стандартным методом (ГОСТ 5066–56) для авиабензинов, авиационных керосинов и дизельных топлив. Для этого в две стандартные пробирки с двойными

стенками во внутренние пробирки заливают образец испытуемого топлива (до метки). На корковой пробке в пробирки вставляют термометры и проволоочные мешалки.

Первую пробирку устанавливают в бане с охлаждающей смесью, а вторую – на штативе для пробирок.

При постоянном перемешивании первую пробирку охлаждают и за 5 °С до ожидаемой температуры помутнения быстро вынимают из бани, опускают в стакан со спиртом и вставляют в штатив рядом с первой контрольной пробиркой. Если в проходящем свете прозрачность топлива в первой пробирке не изменилась, то ее вновь устанавливают в баню и продолжают охлаждение. Дальнейшие контрольные наблюдения ведут через каждый градус, и та температура, при которой появится мутность в первой пробирке по сравнению с контрольной, принимается за температуру помутнения.

Температурой помутнения чаще всего характеризуют низкотемпературные свойства дизельных топлив, для них она составляет от 0 °С до минус 35 °С.

В связи с тем, что эти топлива содержат какое-то количество *n*-алканов и небольшие примеси воды, причиной их помутнения является начало образования по всему объему топлива мелких кристалликов именно этих углеводородов.

3.8.5. Предельная температура фильтруемости

Предельная температура фильтруемости (ПТФ) также характеризует низкотемпературные свойства топлив (главным образом дизельных).

Сущность метода ее определения по ГОСТ 22254–76 состоит в том, что образец испытуемого топлива при постепенном охлаждении и фиксации температуры через 1 °С просасывают под вакуумом (остаточное давление 1,96 кПа) через стандартный фильтр. За ПТФ принимают ту температуру, при которой прохождение топлива через фильтр прекращается. Это связано с тем, что при определенной температуре образуется достаточно много кристаллов парафина, которые, осаждаясь на поверхности фильтра, прочно его забивают.

Обычно ПТФ ниже температуры помутнения на несколько градусов (3 – 8 °С). ПТФ является важной характеристикой, особенно для топлив утяжеленного фракционного состава.

3.8.6. Температура начала кристаллизации

Температура начала кристаллизации является характеристикой низкотемпературных свойств авиационных топлив (бензинов и керосинов), в составе которых практически отсутствуют *n*-алканы и начало кристаллообразования в которых (кристал-

лизуются нафтеноароматические углеводороды) происходит при температурах ниже минус 50 °С.

Сущность метода (тот же ГОСТ 5066–56) в принципе не отличается от описанного выше для температуры помутнения, но охлаждающая баня выполняется в виде сосуда Дьюара и не используют контрольную пробирку. Наблюдение за появлением первых кристаллов в проходящем свете проводят визуально, и при их появлении фиксируют температуру начала кристаллизации.

Так же как и температура помутнения, температура начала кристаллизации характеризует предельную температуру фильтрации топлива, т. е. нормальную работу фильтров тонкой очистки топлива в системе подачи его в двигатель.

3.8.7. Температура застывания

Температура, при которой нефтепродукт в стандартных условиях теряет подвижность, называется *температурой застывания*. Она также является характеристикой низкотемпературных свойств топлив и масел и определяет транспортабельность их при низких температурах и обустройство топливных систем двигателей и других энергоустановок.

Определяют эту температуру стандартным методом (ГОСТ 20287–74), сущность которого состоит в следующем. В стандартную плоскодонную пробирку диаметром 30 мм заливают до метки предварительно нагретый до 3 – 45 °С и профильтрованный нефтепродукт и закрывают пробкой с термометром. Пробирку вставляют в специальную муфту охлаждающей бани и охлаждают. За 9 – 12 °С до предполагаемой температуры застывания пробирку вынимают из бани и наклоняют. Если уровень подвижен, то охлаждение продолжают и через каждые 3 °С операцию контроля уровня повторяют. Когда же при очередном контроле уровня он остается неподвижным, пробирку кладут в горизонтальное положение и наблюдают за поверхностью нефтепродукта в течение 5 с. Если смещения поверхности за это время не происходит, то соответствующую температуру фиксируют как температуру застывания.

Потеря подвижности нефтепродукта связана с явлениями фазовых переходов вещества и переходом его из области обычной вязкости к структурной.

В продуктах, содержащих парафиновые углеводороды, такой переход вызван возникновением множества кристаллов, образующих по всему объему кристаллический каркас, внутри ячеек которого остается незастывшая часть продукта (нафтеноароматическая). Неподвижность нефтепродукта (застывшее состоя-

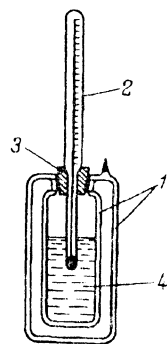
ние) в этом случае определяют прочность и густота образующегося каркаса из кристаллов парафинов и возросшая вязкость иммобилизованной жидкой фазы.

Нефтепродукты, не содержащие парафиновых углеводородов или содержащие их мало, теряют подвижность (застывают) вследствие перехода в коллоидное (стеклообразное) состояние, где резко возрастает их вязкость.

3.8.8. Температура плавления

Температура плавления характеризует свойства твердых кристаллических нефтепродуктов – парафинов, церезинов и восков, она также определяет температуру фазового перехода, но из твердого состояния в жидкое.

Температуру плавления определяют по ГОСТ 4255–75 по методу Жукова на приборе его же имени, показанном на рис. 3.22.



Определение выполняется следующим образом. Образец испытуемого нефтепродукта расплавляют, тщательно перемешивают и при температуре на 8–10 °С выше предполагаемой температуры плавления заливают в прозрачный сосуд Дьюара прибора Жукова. В сосуд вставляют термометр на пробке и выдерживают до тех пор, пока температура не станет выше предполагаемой температуры плавления на 3 – 4 °С. После этого прибор встряхивают, тщательно перемешивая содержимое, ставят его на стол и через каждую минуту отсчитывают температуру с погрешностью не более 0,1 °С. Скорость падения температуры вначале большая, затем она замедляется и даже прекращается, а после этого снова скорость падения температуры возрастает.

Рис. 3.22. Прибор Жукова:

1 – прозрачный сосуд Дьюара; 2 – термометр; 3 – пробка; 4 – испытуемый образец

За температуру плавления нефтепродукта принимают ту, которая остается постоянной не менее чем на протяжении 3-х отсчетов (в течение 3-х мин).

3.8.9. Температура размягчения

Одной из физических характеристик группы твердых, но коллоидообразных нефтепродуктов (гудроны, битумы, пеки) является *температура размягчения*. Строго говоря, поскольку размягчение – понятие субъективное и не характеризуется фазовым переходом, определяют его условным методом.

Для определения температуры размягчения используют метод кольца и шара (КиШ) по ГОСТ 11506–73. По этому методу расплавленный битум заливают в стандартное медное

кольцо, выдерживают его до полного застывания. Затем поверх битума кладут стальной шарик определенного размера и вместе с термометром кольцо помещают в стакан с водой. Нагревают воду в стакане со скоростью не более 5 °С в минуту и следят за шариком. Температура, при которой шарик под действием собственной силы тяжести пройдет слой битума в кольце и коснется контрольного диска под кольцом, принимается за температуру размягчения.

3.8.10. Температура каплепадения

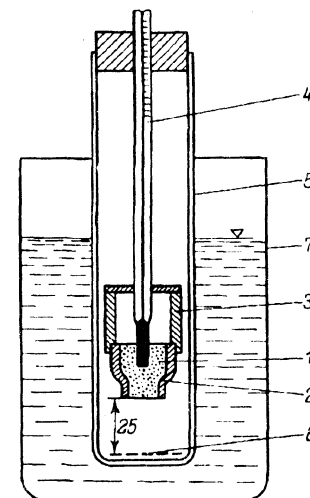
Температурой каплепадения называют минимальное ее значение, при котором из отверстия стандартной чашечки упадет первая капля или столбик консистентного продукта и, выходя из этого отверстия, коснется дна пробирки.

Прибор для ее определения схематично показан на рис. 3.23.

Образец консистентного нефтепродукта (битума, воска, солидола, вазелина и т.п.) помещают в чашечку 2 и вставляют последнюю в гильзу 3 термостата 4. Избыток нефтепродукта, вышедший при этом из нижнего отверстия чашечки, срезают ножом. Термометр с чашечкой на конце помещают в пробирку 5 на пробке так, чтобы от чашечки до дна пробирки расстояние составляло 25 мм; на дно пробирки помещают кружок бумаги 6. Все это устройство кладут в водяную баню и нагревают ее содержимое со скоростью 1 °С в минуту (начиная с температуры на 20 °С ниже ожидаемой температуры каплепадения). В момент падения первой капли из чашечки или касания дна пробирки столбиком нефтепродукта фиксируют искомую температуру.

Рис. 3.23. Прибор для определения температуры каплепадения:

1 – испытуемый образец; 2 – чашка; 3 – гильза термометра; 4 – термометр; 5 – пробирка; 6 – кружок бумаги; 7 – водяная баня (термостат)



Температурой каплепадения характеризуют консистентные или пластичные свойства нефтепродуктов, имеющие значение при их применении (плавление технических консистентных смазок или текучесть битумов).

3.8.11. Температура хрупкости

Температура хрупкости характеризует низкотемпературные свойства гудронов и битумов, т. е. склонность их к растрескиванию и ломке при низких температурах.

Метод определения этой температуры (по ГОСТ 11507–78) состоит в том, что на стандартную пластину (41 × 20 × 0,15 мм) наносят слой расплавленного битума, и после его отверждения пластину помещают в аппарат Фрааса. Этот аппарат включает в себя прозрачный сосуд Дьюара с охлаждающей смесью, в которую погружается пробирка с устройством для изгибания пластин с битумом (две концентрические трубки с захватами, между которыми укрепляется в пазах пластина). Изгиб пластины обеспечивается сближением захватов на 3,5 мм, за счет чего пластина изгибается дугообразно.

Медленно понижают температуру в аппарате со скоростью 1 °С в минуту и за 10 °С до ожидаемой температуры хрупкости равномерным вращением механизма изгиба пластины максимально изгибают пластину и затем обратным вращением выпрямляют (весь цикл совершают за 20 – 24 с). Операцию эту повторяют через каждую минуту и следят за состоянием поверхности битума на пластине. В момент появления первой трещины на пленке битума фиксируют искомую температуру хрупкости.

Для большинства битумов эта температура ниже нуля (минус 10 ÷ минус 30 °С).

3.8.12. Температура полного растворения в анилине (“анилиновая точка”)

Анилиновой точкой называют минимальную температуру, при которой равные объемы анилина и испытуемого нефтепродукта полностью растворяются, превращаясь в однородный раствор. Известно, что растворимость различных групп углеводородов в анилине различна: в нем хорошо растворяются ароматические углеводороды и плохо – парафиновые. С повышением температуры растворимость растет, но опять же быстрее для ароматических и медленнее для парафиновых, т. е. анилиновая точка для первых ниже, чем для вторых.

Определяя температуру полного растворения какого-либо нефтепродукта (обычно это моторные топлива – бензин, керосин, дизельное топливо), мы характеризуем косвенно его групповой химический состав. Чем выше анилиновая точка, тем более парафинистым является нефтепродукт, и чем ниже эта точка, тем больше в нем ароматических углеводородов.

Стандартный метод определения анилиновой точки (ГОСТ 12329–77) состоит в следующем. В пробирку помещают по 3 мл анилина и испытуемого нефтепродукта. Пробирку закрывают пробкой с термометром и мешалкой и помещают в баню. Нагрев бани ведут со скоростью 1 – 3 °С/мин (перемешивая со-

держимое пробирки) до полной прозрачности содержимого пробирки, после чего охлаждают со скоростью 0,5 – 1,0 °С/мин до появления первых признаков мути. В момент распространения мути на все содержимое пробирки фиксируют температуру анилиновой точки.

Анилиновую точку широко используют для характеристики группового химического состава топлив и расчета по ней других, связанных с химическим составом физико-химических свойств.

Так, по ГОСТ 10245–62 с помощью анилиновой точки определяют содержание ароматических углеводородов в нефтяных парафинах.

3.8.13. Температура точки росы (“точка росы”)

Точка росы обычно характеризует влагосодержание природных и других газов. Присутствие влаги в них нежелательно как из-за выпадения ее в процессе сжатия, переработки и транспортировки газа, так и из-за образования гидратных соединений, забивающих транспортные коммуникации и запорную арматуру. Поэтому углеводородные и другие газы почти всегда подвергают осушке, и мерой глубины такой осушки является точка росы – температура, при которой в газе образуется капельная влага.

Для природных углеводородных газов, не содержащих капельных взвесей углеводородов и других веществ, температуру точки росы определяют по ГОСТ 20061–84 с помощью металлического охлаждаемого зеркала: газ пропускают над этим зеркалом при непрерывном его охлаждении (специальным охлаждающим газом с обратной стороны зеркала) со скоростью 1 °С в минуту и следят за зеркалом. При первых признаках запотевания зеркальной поверхности фиксируют температуру точки росы при данном давлении. Давление в приборе обычно устанавливают равным давлению в точке отбора пробы газа.

Для более жирных углеводородных газов (попутные газы, газы с газоперерабатывающих заводов) существуют другие методы определения содержания влаги и точки росы по ГОСТ 20060–83 – конденсационный метод, электролитический и абсорбционный.

3.9. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Под электрическими свойствами нефтепродуктов обычно понимают явления, происходящие в них под воздействием электричества.

К важнейшим показателям, характеризующим эти свойства, относятся электропроводимость, электровозбудимость, диэлек-