

Н.М.БАЙКОВ
Х.Х.САЙФУТДИНОВА
Г.Н.АВДЕЕВА

ЛАБОРАТОРНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

*Рекомендовано Управлением организации труда,
зарботной платы и рабочих кадров
Министерства нефтяной промышленности в качестве
учебного пособия для подготовки и повышения квалификации
лаборантов, операторов по добыче нефти и газа,
других профессий рабочих, занятых в добыче нефти и газа*



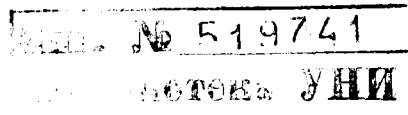
МОСКВА «НЕДРА» 1983

Байков Н. М., Сайфутдинова Х. Х., Авдеева Г. Н. Лабораторный контроль при добыче нефти и газа. Учебник для рабочих. М.: Недра, 1983, 128 с.

Изложены основные физико-химические свойства нефти, газа и воды. Даны понятия о коллоидно-дисперсных системах, качественном и количественном анализе веществ. Рассмотрены мероприятия по увеличению дебитов добывающих и нагнетательных скважин. Описаны лабораторное оборудование и приборы для анализа нефти, нефтепродуктов, газа и воды. Рассмотрены мероприятия по технике безопасности при проведении анализов.

Для лаборантов, операторов по добыче нефти и газа, других профессий рабочих, занятых в добыче нефти и газа.
Табл. 5, ил. 45, список лит. — 26 назв.

Рецензент — д-р геол.-минер. наук Ю. П. Гаттенбергер (ВНИИ)



Б 2504030300—411
043(01)—83 51—83

© Издательство «Недра», 1983

§ 1. Основные положения атомно-молекулярного учения

Атомы и молекулы. Все, что имеется вокруг нас, — и живая, и неживая природа, состоит из веществ. Вещество необходимо отличать от тела или предмета. Например, стеклянная палочка и мензурка — два разных предмета, а вещество, из которого они изготовлены, одно и то же — стекло.

В настоящее время человеку известно более трех миллионов веществ, и список их непрерывно пополняется. Одни вещества создаются самой природой, другие — искусственно. К ним можно отнести синтетический каучук, стекловолокно, капрон и т. д.

Вещества различаются по присущим только им свойствам. В лабораторной практике наиболее часто определяют: плотность, температуру кипения и застывания, вязкость и т. д.

Все вещества можно делить на части, но это деление не может продолжаться до бесконечности. Самая малая часть вещества — молекула, которая обладает всеми свойствами данного вещества. Все молекулы данного вещества независимо от агрегатного состояния одинаковы. Например, молекула воды и водяного пара одинаковы между собой. При химическом разложении воды можно получить водород и кислород, которые отличаются друг от друга. Они же по своим свойствам не похожи на молекулы воды. Отсюда следует, что молекулы состоят из более мелких частиц — атомов, химически неделимых частиц.

Существует ограниченное число видов атомов. Атомы одного и того же вида одинаковы, но отличаются от атомов любого другого вида.

В настоящее время известно 105 видов атомов или, что то же, 105 химических элементов.

Атомы могут различным образом соединяться друг с другом при химических реакциях, образуя новые вещества.

Как уже упоминалось, молекула воды состоит из водорода и кислорода. При этом в каждой молекуле воды в середине находится атом кислорода (О) и к нему с двух сторон присоединены два атома водорода (Н), (рис. 1). Молекула самого легкого элемента — водорода состоит из двух атомов водорода, молекула



Рис. 1. Схема молекулы воды



Рис. 2. Схема молекул водорода и кислорода

кислорода — из двух атомов кислорода (рис. 2), молекула воды — из разных атомов.

Вещества, состоящие из одинаковых атомов, называются простыми, из разных — сложными, или химическими, соединениями. Как сложные, так и простые вещества состоят из химических элементов.

Химический элемент — это совокупность атомов с определенным зарядом ядра.

Например, заряд ядра кислорода равен 8, хлора — 17, калия — 19, ванадия — 23 и т. д.

Сами химические элементы делятся на две группы: металлы и неметаллы, или металлоиды. Каждая из этих групп имеет общие свойства, в соответствии с которыми их относят к металлам и металлоидам. Так, металлы непрозрачны, имеют характерный «металлический» блеск, хорошо проводят электрический ток и тепло, они пластичны, под воздействием удара не крошатся, а расплющиваются. К металлам относятся железо, медь, алюминий, цинк, магний и т. д.

Металлоиды, в отличие от металлов, не обладают характерным для металлов блеском, хрупки, очень плохо проводят тепло и электричество. К группе металлоидов относятся углерод, водород, кислород, сера и т. д.

Кроме того, в химии нужно четко отличать химические соединения от смесей. Входящие в смесь вещества сохраняют свои свойства, и их можно выделить физическими способами: нагреванием или охлаждением, фильтрацией, адсорбцией или абсорбцией и т. д. Нефть состоит из различных соединений углерода и водорода (углеводородов), и при помощи нагрева, пользуясь тем, что отдельные фракции нефти выкипают при разных температурах, получают бензин, керосин, дизельное топливо и мазут. Например, в бензине содержатся более низкокипящие углеводороды, и при более точной разгонке можно получить отдельные химические соединения — бутан, пентан, гексан и т. д. Но в разных бензинах соотношения бутана, пентана, гексана и т. д. может быть различным, и в зависимости от этого получают различные сорта бензина, которые используются в различных двигателях внутреннего сгорания, в качестве растворителей и др.

В отличие от смесей химические соединения образуются из химических элементов в строго определенных соотношениях. Например, молекула воды состоит из двух атомов водорода и одного атома кислорода. Если же мы изменим соотношение атомов водорода и кислорода таким образом, чтобы на два атома водорода приходилось два атома кислорода, то получим другое соединение — перекись водорода, которое по своим свойствам отличается от воды (H—O—O—H).

Хотя атомы малы и имеют незначительные массы, значения их определены с большой точностью. Например, масса атома кислорода составляет всего $0,266 \cdot 10^{-22}$ г. Пользоваться такими числами и вести расчеты химических реакций трудно. Поэтому в химии

за единицу массы атомов принят не грамм, а особая единица, равная $1/12$ массы атома углерода (углеродная единица). Масса атома, выраженная в углеродных единицах (у.е.), называется относительной атомной массой. Отсюда относительная масса углерода в углеродных единицах равна 12. Атомная масса самого легкого элемента водорода равна 1, кислорода — 16. (Обычно атомные массы приводят без наименования «углеродной единицы» и без указания «относительная»).

По аналогии с атомной массой в расчетах химических реакций пользуются относительной молекулярной массой вещества. Относительной молекулярной массой вещества называется масса молекулы вещества, выраженная в углеродных единицах. Молекулярная масса вещества показывает, во сколько раз масса молекулы данного вещества больше $1/12$ массы атома углерода. Для определения молекулярной массы вещества суммируют атомные массы всех элементов, составляющих молекулу. Так, молекулярная масса воды — химическая формула H_2O — равна:

$$M. m = 1 \cdot 2 + 16 = 18 \text{ у. е.}$$

Молекулярная масса метана, состоящего из одного атома углерода и четырех атомов водорода (химическая формула CH_4), равна:

$$M. m = 12 + 1 \cdot 4 = 16 \text{ у. е.}$$

Кроме того, при лабораторных определениях количества веществ, вступающих в химическую реакцию и определения некоторых физических параметров, массу вещества выражают в моль атомах или в моль молекулах.

Моль атом (грамм-атом) — это такое количество данного элемента, масса которого, выраженная в граммах, равна его атомной массе. Так, 1 моль атома водорода равен 1 г, 1 моль атома углерода — 12 и 1 моль атома кислорода 16.

Моль молекулой (грамм-моль) данного вещества называют количество его в граммах, численно равное молекулярной массе этого вещества. Например, 1 моль воды (H_2O) равен 18 г, один моль соляной кислоты (HCl) равен 36,5 г.

Все физические явления, происходящие с веществами (например, переход твердого вещества по мере нагревания в жидкое и газообразное состояние, при котором не происходит превращения этого вещества в другое), объясняются молекулярной теорией. В свою очередь учение об атомах приходит на помощь молекулярной теории при объяснении химических превращений, когда из одних веществ образуются другие. Обе эти теории — молекулярная и атомная — объединяются в атомно-молекулярное учение — основу современного естествознания. Сущность этого учения можно свести к следующим основным положениям.

1. Все вещества состоят из молекул. Молекула — мельчайшая частица, которая еще сохраняет свойства данного вещества.

2. При физических явлениях молекулы сохраняются, а при химических — разрушаются.

3. Молекулы веществ состоят из атомов. Простые вещества состоят из атомов одного элемента, сложные вещества — из атомов разных элементов. При химических реакциях атомы, в отличие от молекул, сохраняются.

4. Атомы каждого элемента одинаковы между собой, но отличаются от атомов любого другого элемента (например, зарядом ядра и атомной массой).

5. При химической реакции новые вещества образуются из тех же самых атомов, из которых состояли первоначальные вступающие в реакцию вещества.

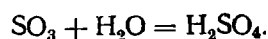
§ 2. Основные законы химии

Закон сохранения массы вещества. При любой химической реакции вновь полученное вещество состоит из тех же самых атомов, из которых состояли исходные вещества. Атомы при химических реакциях сохраняются, значит, во вновь образованном веществе должна сохраняться и масса всех атомов, вступивших в реакцию. Отсюда продукты любой химической реакции должны иметь такую же массу, как и общая масса исходных веществ.

Масса веществ, вступающих в химическую реакцию, всегда равна массе веществ, образовавшихся в результате реакции.

Этот основной закон химии называется законом сохранения массы. Закон сохранения массы был открыт М. В. Ломоносовым.

С точки зрения атомной теории этот закон вполне понятен. При химической реакции количество атомов до и после реакции остается одинаковым. Это видно из следующего примера образования серной кислоты из оксида серы и воды:



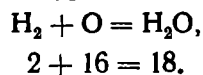
Закон кратных отношений. Если взять два соединения — угарный газ CO и углекислый газ CO₂, то в них на 12 г углерода приходится соответственно 16 и 32 г кислорода, т. е. массы кислорода, приходящегося на одну и ту же массу углерода, относятся друг к другу как 1 : 2.

Если два элемента образуют друг с другом несколько соединений, то массы одного элемента, приходящегося в этих соединениях на одну и ту же массу другого элемента, относятся между собой как небольшие целые числа.

Справедливость этого закона также очевидна из атомной теории.

Закон постоянства состава. Когда несколько элементов вступают в реакцию друг с другом, то для получения данного вещества соотношение их масс должно быть постоянным. Это следует непосредственно из положений атомно-молекулярной теории. Поскольку молекула данного вещества всегда имеет постоянный состав, то постоянный состав имеет и само вещество.

Рассмотрим, например, реакцию соединения водорода с кислородом. Реакция выражается уравнением



Под обозначениями атомов и молекул подписаны их атомные и молекулярная массы. Из уравнения видно, что при образовании воды массой 18 у. е. расходуется 2 у. е. водорода и 16 у. е. кислорода. В таком отношении (2 : 16) водород и кислород должны затрачиваться при получении любого количества воды. Сократив отношение (2 : 16) на 2, получим 1 : 8. Только при отношении массы водорода к массе кислорода 1 : 8 они вступают в реакцию без остатка с образованием чистой воды.

Если же в смеси водорода и кислорода, например, водорода содержится 4 у. е., то в реакцию с кислородом вступит только 2 у. е. водорода, а остальные 2 у. е. водорода окажутся в остатке. Закон постоянства состава заключается в следующем: *соотношения между массами элементов, входящих в состав данного соединения, постоянны и не зависят от способа получения этого соединения.*

Закон эквивалентов. Эквивалентом элемента называется количество вещества (моли), которое соединяется с молем атомов водорода или замещает то же количество атомов водорода в химических реакциях.

Если взять молекулу воды H_2O и соляной кислоты HCl , то эквивалентными количествами являются 8 г кислорода и 35,5 г хлора, так как эти количества приходятся на 1 моль атомов водорода. При реакции замещения (например, $\text{H}_2\text{SO}_4 + 2\text{NaCl} = \text{Na}_2\text{SO}_4 + 2\text{HCl}$) масса водорода, равная 1 молу атомов (1,008 г), эквивалентна 22,99 г натрия.

Элементы соединяются или взаимно замещают друг друга в количествах, пропорциональных их эквивалентам.

Отсюда закон эквивалентов может быть сформулирован следующим образом:

если массы двух элементов реагируют без остатка с одной и той же массой третьего элемента, то они могут без остатка реагировать и между собой.

Для нахождения эквивалента элемента можно пользоваться значением его валентности. Как известно, под валентностью понимают свойство атомов элемента присоединять определенное число атомов других элементов. Валентность атома проще всего определять по числу атомов водорода, образующих с ним химические связи, или числом атомов водорода, замещаемых атомом этого элемента. Отсюда эквивалент элемента равняется его атомной массе, деленной на валентность.

Закон объемных отношений. Теперь рассмотрим, в каких соотношениях находятся объемы вступающих в реакцию газов и полученных газообразных продуктов. В качестве примера приведем образование хлористого водорода и воды.

Если взять равные объемы хлора и водорода, смешать их и смесь поставить на яркий солнечный свет, то происходит взрыв и образуется газообразное вещество — хлористый водород. Если взяты один объем хлора и один объем водорода, то оба газа вступят в реакцию без остатка и при этом получатся два объема хлористого водорода.

Рассмотрим еще образование водяного пара. Для этого возьмем два объема кислорода и один объем водорода, смешаем и пропустим через смесь электрическую искру. В результате произойдет взрыв и оба газа прореагируют с образованием водяного пара. Но при этом из трех объемов исходного газа образуются только два объема водяного пара. Таким образом, при соединении водорода с хлором или водорода с кислородом между объемами этих газов и объемами образующихся хлористого водорода или водяного пара существуют очень простые соотношения.

Отсюда закон объемных отношений гласит: *при неизменных давлении и температуре объемы реагирующих газов относятся между собой и к объемам получающихся газообразных продуктов реакции как небольшие целые числа.*

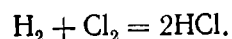
Первые количественные исследования реакций между газами принадлежат французскому ученому Гей-Люссаку, который установил эти соотношения между объемами вступающих в реакцию газов. Поэтому закон простых объемных отношений известен как закон Гей-Люссака.

Закон Авогадро. В 1811 г. Авогадро ввел понятие о молекуле как наименьшей частице всякого вещества, способной к самостоятельному существованию, сохраняя в то же время и представление об атоме как о наименьшем количестве элемента в молекулах различных соединений. При этом Авогадро исходил из того, что молекулы простых веществ не должны быть тождественны с атомами и обычно состоят из нескольких одинаковых атомов. Простота отношений между объемами реагирующих газов не находила своего объяснения при рассмотрении многих реакций между газами.

Ключ к объяснению законов Гей-Люссака был дан Авогадро, основное положение которого сводится к следующему:

в равных объемах любых газов, взятых при одинаковой температуре и одинаковом давлении, содержится одинаковое число молекул.

Закон Авогадро хорошо объясняет экспериментальные данные. Так, из одного объема водорода и одного объема хлора получаются два объема хлористого водорода только в том случае, если каждая молекула водорода и хлора распадается на два атома, давая начало двум новым молекулам



Отсюда один моль любого газа содержит одно и то же число молекул, равное $6,02 \cdot 10^{23}$. Оно носит название числа Авогадро. Из закона Авогадро следует, что один моль любого газообразного

вещества при одинаковых условиях занимает один и тот же объем. При нормальных условиях (0°C , $0,1\text{ МПа}$) объем одного моля любого газа составляет $22,414\text{ л}$. Этот объем называется молекулярным или молярным объемом газа. Пользуясь молярным объемом, легко можно вычислить молекулярную массу газообразных веществ или по молекулярной массе определить массу данного объема газа.

Пример 1. Определить молекулярную массу метана CH_4 , если при нормальных условиях $20,8\text{ г}$ этого газа занимает объем $29,12\text{ л}$. Для этого нужно найти массу $22,4\text{ л}$ метана. За m примем массу $22,4\text{ л}$ метан. Тогда можно составить пропорцию:

$$\frac{m}{22,4} = \frac{20,8}{29,12}, \quad m = \frac{22,4 \cdot 20,8}{29,12} = 16.$$

Действительно, молекулярная масса метана, состоящего из одного атома углерода с атомной массой 12 и четырех атомов углерода с атомной массой 1 равна 16 .

Пример 2. Определить массу этана C_2H_6 , занимающего при нормальных условиях объем, равный $35,84\text{ л}$. Обозначим m массу $35,84\text{ л}$ этана, молекулярная масса этана 30 . Тогда имеем следующую пропорцию:

$$\frac{30}{22,4} = \frac{m}{35,84}, \quad m = \frac{35,84 \cdot 30}{22,4} = 48\text{ г}.$$

Масса этана объемом $35,84\text{ л}$ при нормальных условиях равна 48 г .

§ 3. Периодический закон и периодическая система элементов Д. И. Менделеева

Д. И. Менделеев был глубоко убежден, что между всеми химическими элементами должна существовать закономерная связь, объединяющая их в единое целое. В качестве такого главного связующего звена, от которого зависят и все остальные свойства элементов, была выбрана их относительная атомная масса.

Действительно, расположив все элементы в порядке возрастания их относительных атомных масс, Д. И. Менделеев обнаружил, что сходные в химическом отношении элементы встречаются через правильные интервалы и одни и те же свойства периодически повторяются в ряду элементов.

Эта закономерность получила свое выражение в периодическом законе, который был сформулирован Д. И. Менделеевым. *Свойства простых тел, а также формы и свойства соединений элементов находятся в периодической зависимости от величины атомных масс элементов.* Современная формулировка закона следующая. *Свойства простых тел, а также формы и свойства соединений элементов находятся в периодической зависимости от заряда ядра элементов.*

Например, у химических элементов, расположенных в порядке возрастания зарядов их ядра, от лития до неона или в следующем периоде от натрия до аргона и т. д. свойства элементов по мере возрастания заряда ядра изменяются одинаково. По мере перехода от лития к бериллию и бору металлические свойства, ярко выра-

женные у лития, постепенно ослабевают при переходе от одного элемента к другому, уступая место металлоидным свойствам, которые достигают высшей степени у фтора, и период завершает элемент неон — инертный газ, не проявляющий ни металлических, ни металлоидных свойств.

За неоном идет следующий элемент — натрий — одновалентный металл, похожий на литий, и свойства последующих элементов повторяются как это было в предыдущем периоде. Одновременно по мере увеличения заряда ядра валентность элементов возрастает, начиная с единицы, у лития, натрия и т. д., по достижении высшей у металлоидов валентность начинает убывать.

Ряды элементов, расположенных по возрастанию их зарядов ядра от щелочных металлов до инертных газов, были названы периодами. Разделив все элементы на периоды и располагая один период над другим так, чтобы сходные по свойствам элементы приходились друг над другом, Д. И. Менделеев составил таблицу, которую назвал периодической системой элементов по группам и рядам. Она состоит из семи периодов и десяти горизонтальных рядов и девяти вертикальных столбцов или групп, в которых один под другим размещены сходные между собой элементы (рис. 3).

В первом ряду стоят только два элемента — водород в начале ряда и гелий в конце его. Эти два крайних элемента составляют первый период, в котором отсутствуют элементы, чтобы заполнить промежуточные члены. Второй и третий ряды состоят из восьми элементов. Все три периода называются малыми периодами.

В последующих периодах повторение свойств элементов наблюдается только через восемнадцать элементов. Эти восемнадцать элементов образуют так называемый большой период, состоящий из двух рядов. Последний десятый ряд, хотя и содержит девятнадцать элементов, но следующие за актинием четырнадцать элементов очень сходны по строению их атомов с актинием и их помещают вне таблицы. Этот ряд имеет незаконченный период.

Таким образом, десять горизонтальных рядов таблицы образуют три малых, три больших и один незаконченный период.

Как уже говорилось, в вертикальных столбцах, или группах, располагаются элементы, обладающие сходными свойствами. Поэтому каждая вертикальная группа представляет собой как бы естественное семейство элементов. Всего в таблице таких групп девять.

В таблице помимо химических обозначений элементов приводятся их порядковые номера, названия и относительные атомные массы.

Строение атома и его электронная оболочка. Атомы всех элементов состоят из положительно заряженного ядра, вокруг которого движутся электроны. Размеры атома и его отдельных частей выражаются приблизительно следующими числами: диаметр атома 10^{-8} см, диаметр электрона 10^{-13} см и диаметр ядра 10^{-12} — 10^{-13} см. В атомном ядре сосредоточена фактически вся масса атома. Атомы электрически нейтральны, так как положительный

заряд ядра уравнивается отрицательным зарядом электронной оболочки, имеющей несколько слоев.

Посмотрим теперь, как расположены электроны в атомах отдельных элементов.

В атоме водорода имеется только один электрон, который вращается вокруг ядра по круговой орбите (рис. 4). Атом водорода легко может отдавать свой электрон другим атомам, превращаясь в однозарядный ион водорода, состоящий только из ядра.

Следующий за водородом элемент — гелий, у которого вокруг ядра вращаются два электрона по круговым орбитам, наклоненным друг к другу под некоторым углом (рис. 5). Такое расположение электронов очень устойчиво, вследствие чего гелий совершенно не склонен ни отдавать свои электроны, ни присоединять электроны других атомов. Этим и объясняется химическая инертность гелия.

После гелия идет литий с тремя электронами. Электронный слой гелия, как очень устойчивый, остается и здесь, третий же электрон располагается на значительно вытянутой эллиптической орбите (рис. 6), т. е. начинается построение второго электронного слоя. Этот электрон атом лития легко отдает, превращаясь в положительно заряженный ион.

Следующие после лития элементы бериллий, бор, углерод и т. д. сохраняют гелиевый слой из двух электронов, но число электронов во втором электронном слое последовательно увеличивается на единицу, пока не достигнет восьми в атоме неона. Тогда получается очень устойчивое, симметричное расположение электронов, вследствие чего неон, подобно гелию, химически инертен. В атомах же, расположенных между гелием и неоном, электроны второго слоя связаны с ядром непрочнo, что способствует превращению этих атомов в ионы.

Вся электронная оболочка атома распадается на несколько слоев, обозначаемых буквами $K, L, M, N, \dots$. Таким образом, первый ближайший к ядру слой K может содержать не больше двух электронов, второй слой L — не больше восьми, третий слой M — не больше восемнадцати. Максимальное число электронов на электронной оболочке — не более 32.

Электроны наружного слоя как наиболее удаленные от ядра и, следовательно, менее прочно связанные с ядром, могут отрываться от атома и находиться в свободном состоянии. Атомы, лишившиеся одного или нескольких электронов, становятся заряженными положительно. Это характерно для атомов металлов. Атомы, присоединившие к себе лишние электроны, заряжаются отрицательно. Это состояние характерно для неметаллов. $\text{Na}^0 - 1e = \text{Na}^+ \quad \text{Cl}^0 + 1e = \text{Cl}^-$.

Из примеров строения атомов следует, что заряд атомного ядра каждого элемента равен заряду электронов, образующих электронную оболочку. В основе систематизации химических элементов, сформулированной Д. И. Менделеевым в виде периодического закона, лежит электронное строение атомов. Химические

ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

ПЕРИОДЫ		РЯДЫ		ГРУППЫ									
				I		II		III		IV		V	
1	I	H ¹ 1,0079 ВОДОРОД											
2	II	Li ³ 6,941 ЛИТИЙ		Be ⁴ 9,01218 БЕРИЛЛИЙ		B ⁵ 10,81 БОР		C ⁶ 12,011 УГЛЕРОД		N ⁷ 14,0067 АЗОТ			
3	III	Na ¹¹ 22,98977 НАТРИЙ		Mg ¹² 24,305 МАГНИЙ		Al ¹³ 26,98154 АЛЮМИНИЙ		Si ¹⁴ 28,0855 КРЕМНИЙ		P ¹⁵ 30,97376 ФОСФОР			
4	IV	K ¹⁹ 39,0983 КАЛИЙ		Ca ²⁰ 40,08 КАЛЬЦИЙ		Sc ²¹ 44,9559 СКАНДИЙ		Ti ²² 47,90 ТИТАН		V ²³ 50,9415 ВАНАДИЙ			
	V	Cu ²⁹ 63,546 МЕДЬ		Zn ³⁰ 65,38 ЦИНК		Ga ³¹ 69,72 ГАЛЛИЙ		Ge ³² 72,59 ГЕРМАНИЙ		As ³³ 74,9216 МЫШЬЯК			
5	VI	Rb ³⁷ 85,4678 РУБИДИЙ		Sr ³⁸ 87,62 СТРОНЦИЙ		Y ³⁹ 88,9059 ИТРИЙ		Zr ⁴⁰ 91,22 ЦИРКОНИЙ		Nb ⁴¹ 92,9064 НИОБИЙ			
	VII	Ag ⁴⁷ 107,8668 СЕРЕБРО		Cd ⁴⁸ 112,41 КАДМИЙ		In ⁴⁹ 114,82 ИНДИЙ		Sn ⁵⁰ 118,69 ОЛОВО		Sb ⁵¹ 121,75 СУРЬМА			
6	VIII	Cs ⁵⁵ 132,9054 ЦЕЗИЙ		Ba ⁵⁶ 137,33 БАРИЙ		La-Lu ⁵⁷⁻⁷¹ ★		Hf ⁷² 178,49 ГАФНИЙ		Ta ⁷³ 180,9479 ТАНТАЛ			
	IX	Au ⁷⁹ 196,9665 ЗОЛОТО		Hg ⁸⁰ 200,59 РТУТЬ		Tl ⁸¹ 204,37 ТАЛЛИЙ		Pb ⁸² 207,2 СВИНЕЦ		Bi ⁸³ 208,9804 ВИСМУТ			
7	X	Fr ⁸⁷ [223] ФРАНЦИЙ		Ra ⁸⁸ 226,0254 РАДИЙ		Ac-(Lr) ⁸⁹⁻¹⁰³ ★★		Ku ¹⁰⁴ [261] КУРЧАТОВИЙ		(Ns) ¹⁰⁵ [261] (НИЛЬСБОРИЙ)			
★ ЛАНТА													
		La ⁵⁷ 138,9055 ЛАНТАН	Ce ⁵⁸ 140,12 ЦЕРИЙ	Pr ⁵⁹ 140,9077 ПРАЗЕОДИМ	Nd ⁶⁰ 144,24 НЕОДИМ	Pm ⁶¹ [145] ПРОМЕТИЙ	Sm ⁶² 150,4 САМАРИЙ	Eu ⁶³ 151,96 ЕВРОПИЙ	Gd ⁶⁴ 157,25 ГАДОЛИНИЙ				
★★ АКТИ													
		Ac ⁸⁹ [227] АКТИНИЙ	Th ⁹⁰ 232,0381 ТОРИЙ	Pa ⁹¹ 231,0359 ПРОТАКТИНИЙ	U ⁹² 238,0289 УРАН	Np ⁹³ 237,0482 НЕПТУНИЙ	Pu ⁹⁴ [244] ПЛУТОНИЙ	Am ⁹⁵ [243] АМЕРИЦИЙ	Cm ⁹⁶ [247] КЮРИЙ				

Рис. 3. Периодическая система

ЭЛЕМЕНТОВ Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА

Э Л Е М Е Н Т О В

VI		VII		VIII	
		H		2 He	
8 O		9 F		10 Ne	
16 S		17 Cl		18 Ar	
Cr 24		Mn 25		Fe 26	
34 Se		35 Br		36 Kr	
Mo 42		Tc 43		Ru 44	
52 Te		I 53		Xe 54	
W 74		Re 75		Os 76	
84 Po		At 85		Rn 86	

Атомная масса
Распределение электронов по застраивающимся и последующим застраиваемым подуровням
УРАН

Атомный номер
Распределение электронов по уровням
УРАН

Атомные массы приведены по Международной таблице 1973 г. Точность последней значащей цифры ±1 или ±3, если она выделена мелким шрифтом.
В квадратных скобках приведены массовые числа наиболее устойчивых изотопов.
Названия и символы элементов, приведенные в круглых скобках, не являются общепринятыми.

Tb 65	Dy 66	Ho 67	Er 68	Tm 69	Yb 70	Lu 71
158,9254	162,50	164,9304	167,26	168,9342	173,04	174,967
ТЕРБИЙ	ДИСПРОЗИЙ	ГОЛЬМИЙ	ЭРБИЙ	ТУЛИЙ	ИТТЕРБИЙ	ЛЮТЕЦИЙ

Bk 97	Cf 98	Es 99	Fm 100	Md 101	(No) 102	(Lr) 103
[247]	[251]	[254]	[257]	[258]	[255]	[256]
БЕРКЛИЙ	КАЛИФОРНИЙ	ЭЙНШТЕЙНИЙ	ФЕРМИЙ	МЕНДЕЛЕВИЙ	(НОБЕЛИЙ)	(ЛОУРЕНСИЙ)

элементов Д. И. Менделеева

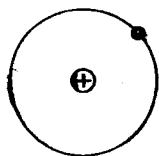


Рис. 4. Схема строения атома водорода

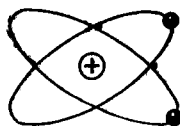


Рис. 5. Схема строения атома гелия

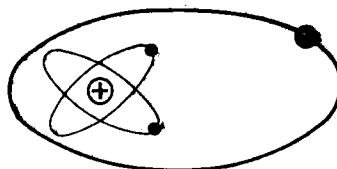


Рис. 6. Схема строения атома лития

свойства элементов определяются электронным строением атомов, а последнее является функцией заряда ядра. Поскольку масса атома в основном сосредоточена в ядре, то формулировка периодического закона Д. И. Менделеева была связана с атомной массой.

§ 4. Краткие сведения об основных классах неорганических соединений

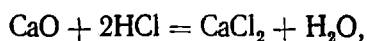
Все неорганические соединения можно разбить на большие группы, которые характеризуются общностью свойств и состава, характерных только для данной группы или класса соединений. Исходя из этого все неорганические соединения можно разделить на основные классы: оксиды, основания, кислоты и соли. Перейдем к рассмотрению каждого из перечисленных классов соединений.

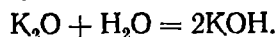
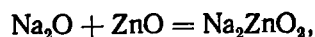
Оксиды. Соединение химического элемента с кислородом называется оксидом. Химическая реакция взаимодействия кислорода с веществами называется *окислением*.

Оксиды металлов — это твердые вещества (оксид железа, оксид кальция), а оксиды неметаллов — либо твердые (оксид фосфора), либо жидкие (оксид водорода), либо газообразные (оксид углерода).

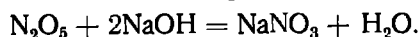
При образовании оксида из элемента с переменной валентностью к его названию, в соответствии с международной номенклатурой, добавляется в скобках обозначение валентности римской цифрой. Например, FeO — оксид железа (II), Fe₂O₃ — оксид железа (III), SO₂ — оксид серы (IV).

По химическим свойствам оксиды подразделяются на основные, кислотные и амфотерные. Оксиды, взаимодействующие с кислотами с образованием соли и воды, называются *основными*. Их образуют только металлы. Например, оксид натрия Na₂O, оксид магния MgO. Им соответствуют основания: гидроксид натрия NaOH, гидроксид магния Mg(OH)₂. Основные оксиды взаимодействуют также с кислотными и амфотерными оксидами. Оксиды щелочных металлов хорошо реагируют и с водой.

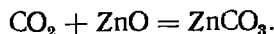
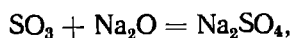




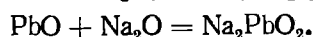
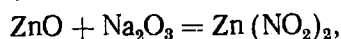
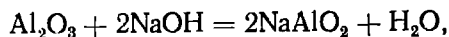
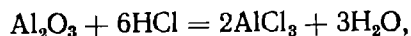
Кислотные оксиды взаимодействуют с основаниями, образуя соли и воду. Кислотные оксиды образуют неметаллы. Например, оксид серы SO_3 (VI), оксид фосфора P_2O_5 (V). Им соответствуют кислоты: серная кислота H_2SO_4 , фосфорная кислота H_3PO_4 :



Кислотные оксиды реагируют также с основными и аморфными оксидами:



Оксиды амфотерные (Al_2O_3 , Cr_2O_3 , ZnO , PbO , BeO , Bi_2O_3) — в зависимости от условий могут проявлять как кислотные, так и основные свойства. С водой амфотерные оксиды не реагируют.

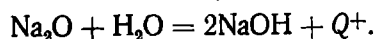


Изменение химических свойств оксидов можно проследить на оксидах элементов, например, III периода системы Д. И. Менделеева: Na_2O , MgO , Al_2O_3 , SiO_2 , P_2O_5 , SO_3 и Cl_2O_7 . Здесь ясно виден постепенный переход от типично основного оксида натрия к типично кислотным оксидам серы и хлора.

Многие оксиды встречаются в природе. Наиболее распространен оксид водорода — вода. Главной составной частью горных пород является оксид кремния SiO_2 . Важную роль для жизни играет оксид углерода CO_2 , находящийся в атмосфере. В нефтепромышленной практике часто встречаются оксиды железа FeO (закись железа, Fe^{2+}) и Fe_2O_3 (окись железа, Fe^{3+}).

Основания. При взаимодействии оксидов металлов с водой образуются основания (гидроксиды).

Так, при взаимодействии оксида натрия Na_2O с водой, сопровождающемся выделением большого количества тепла, получается гидроксид натрия NaOH — твердое белое вещество, гигроскопичное и поэтому расплывающееся на воздухе:



Подобным же образом соединяются с водой оксиды калия, кальция, образуя гидроксиды соответственно калия KOH и кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

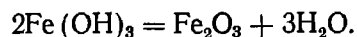
Из состава молекул основания видно, что в них атом металла входит в соединение с одной или несколькими группами OH , на-

* Буквой Q обозначается выделяющееся тепло.

зываются гидроксильными группами. Одновалентные атомы натрия и калия соединяются с одной гидроксильной группой, двухвалентные атомы кальция и меди — с двумя гидроксильными группами и т. д. Отсюда: основания — это вещества, которые состоят из атома металла и одной или нескольких гидроксильных групп.

Все основания делятся на две группы: растворимые и нерастворимые в воде. Растворимые гидроксиды образуют и щелочно-земельные металлы. Гидроксиды щелочных металлов называются щелочами. К ним относятся KOH, NaOH. Растворы щелочей мыльные на ощупь, разъедают кожу, ткани, бумагу, поэтому с ними нужно обращаться осторожно, опасаясь, чтобы они не попали на одежду, обувь, а тем более на руки и лицо. К растворимым основаниям относятся также Ba(OH)₂, Ca(OH)₂, NH₄OH.

Нерастворимых в воде оснований больше, чем растворимых. К ним относятся: Cu(OH)₂ — гидроксид меди (II), Fe(OH)₃ — гидроксид железа (III) и др. Нерастворимые в воде основания не могут быть получены соединением соответствующего металла с водой. При нагревании разлагаются на оксид и воду:



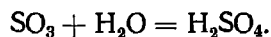
Все основания обладают следующими общими свойствами.

1. Взаимодействуют с кислотами (а щелочи и с кислотными оксидами) с образованием соли и воды.

2. При нагревании разлагаются на оксид и воду.

3. Изменяют цвет индикаторов: лакмуса — в синий, метилового оранжевого — в желтый и фенолфталеина — в малиновый. По изменению цвета индикатора можно распознавать основания среди других веществ.

Кислоты. При соединении оксидов неметаллов с водой образуются кислоты. Так, при соединении оксида серы SO₃ с водой образуется серная кислота:



При соединении оксида углерода CO₂ с водой образуется угольная кислота H₂CO₃ и т. д.

Наряду с кислотами, в составе которых содержится кислород, существуют бескислородные кислоты. К ним относятся фтористоводородная (плавиковая) кислота HF, хлористоводородная (соляная) HCl, сероводородная H₂S и т. д.

Некоторые элементы образуют два или несколько оксидов. Если оксид образует две кислоты, то в кислоте, содержащей больше кислорода, название оканчивается на -ная или -овая, а в кислоте с меньшим содержанием кислорода — -истая или -овистая. Например: H₂SO₄ — серная, H₂SO₃ — сернистая и т. п.

Все кислоты имеют общие свойства.

1. Растворы кислот кислые на вкус. Это известно на примере природных кислот, таких, как лимонная, муравьиная, яблочная и т. д.

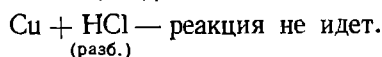
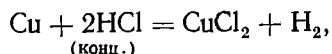
2. Растворы кислот изменяют окраску индикаторов: лакмуса — на красную, а метилового оранжевого — на розовую.

3. Кислоты взаимодействуют с основаниями и основными оксидами с образованием соли и воды, а также с некоторыми металлами, стоящими в ряду химической активности до водорода.

Металлы по отношению их к кислотам можно расположить в следующий ряд в порядке убывания химической активности: вытесняют водород не вытесняют водорода

K, Na, Mg, Al, Zn, Fe, Ni, Sn, Pb (H) Cu, Hg, Ag, Pt, Au.

Ряд начинается щелочными металлами, а кончается золотом. Все металлы, стоящие до водорода, вытесняют его из кислот, при этом активность вытеснения падает по мере приближения к водороду. Металлы же, расположенные вправо от водорода, не вытесняют его из разбавленных кислот:



В состав молекул всех кислот входят атомы водорода и атомы или группы атомов, называемые кислотными остатками. Валентность кислотных остатков определяется числом атомов водорода в кислоте. Так, в HCl кислотный остаток Cl одновалентен, в H₂SO₄ кислотный остаток SO₄ двухвалентен, в H₃PO₄ — PO₄ трехвалентен.

В природе встречается много органических кислот (лимонная, уксусная, муравьиная). Неорганические кислоты — хлороводородная (соляная), фтороводородная (плавиковая) и серная кислоты — продукты химической промышленности. Их также широко применяют в нефтяной промышленности: первые две для соляно-кислотных обработок призабойных зон скважин, серная кислота — для сульфирования нефти в пластовых условиях с целью повышения коэффициента нефтеотдачи пластов.

Соли. Соединения, образованные из атомов металла и кислотных остатков, называются солями. Соли образуются в результате реакции обмена:

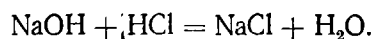
оснований с кислотами;

щелочей с кислотными оксидами;

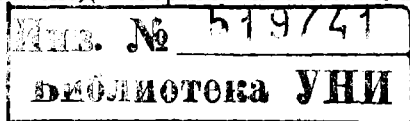
кислот с основными оксидами;

некоторых металлов с кислотами. При этом разбавленные кислоты вступают в реакцию только с металлами, стоящими в ряду химической активности до водорода.

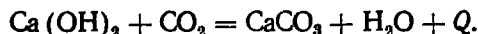
При реакции обмена между основанием и кислотой, называемой реакцией нейтрализации, образуются соль и вода. Например, при взаимодействии гидроксида натрия с соляной кислотой образуются хлористый натрий (поваренная соль) и вода:



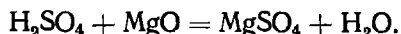
При взаимодействии щелочей с кислотными оксидами также происходит образование соли и воды. Так, при реакции гидроксида



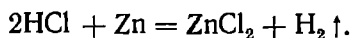
кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ с оксидом углерода CO_2 , идущей с некоторым выделением тепла, получается соль — карбонат кальция и вода:



При взаимодействии кислот с основными оксидами образуются соль и вода. Например, при реакции между серной кислотой и оксидом MgO получается сульфат магния и вода:



Растворы некоторых кислот вступают в реакции с металлами с образованием соли и водорода:



Названия солей по международной номенклатуре образованы от латинских названий кислотных остатков. Так, кислотный остаток плавиковой кислоты F называется фторидом, серной SO_4 — сульфатом, угольной CO_3 — карбонатом, кремниевой SiO_3 — силикатом. В связи с этим и соли называются: NaF — фторид натрия, Na_2SO_4 — сульфат натрия, CaCO_3 — карбонат кальция и K_2SiO_3 — силикат калия.

Если соли образованы металлами, имеющими переменную валентность, то к названию соли в скобках добавляется число, обозначающее валентность металла, например: $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ — сульфат железа (III), FeSO_4 — сульфат железа (II) и т. д.

При добыче, сборе и подготовке продукции скважин на нефтяных месторождениях промышленным работникам приходится встречаться с проблемами отложения солей начиная от пласта, далее в насосно-компрессорных трубах, промысловых коммуникациях вплоть до жаровых труб и змеевиков нагревателей и печей, отстойников и особенно коммуникаций, связанных со сбором сточных вод.

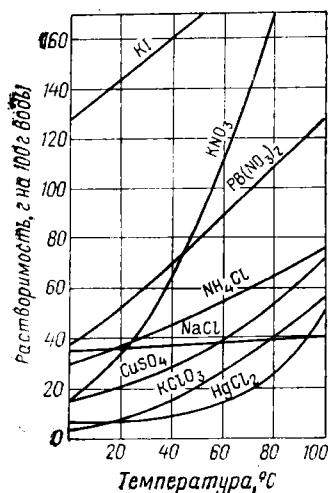


Рис. 7. Кривые растворимости

§ 5. Растворы

Растворы — это гомогенные системы, состоящие из двух и более компонентов, относительные количества которых могут изменяться в довольно широких пределах.

По агрегатному состоянию растворы подразделяются на жидкие, твердые и газообразные.

В лаборатории чаще приходится готовить жидкие растворы твердых веществ. В качестве растворителя используют компонент, который в чистом виде существует в таком же агрегатном состоянии, что и полученный раствор, — вода, спирт.

Твердые вещества растворяются лишь до известного предела. Например, если в 100 г воды, имеющей комнатную температуру, всыпать 25 г сульфата меди, то сколько бы времени ни взбалтывали воду с солью, вся соль не растворится.

Такой раствор, в котором взятое вещество больше не растворяется, называется *насыщенным раствором* при данной температуре.

Растворимость выражают числом граммов вещества в 100 г растворителя.

С повышением температуры растворимость большинства твердых веществ увеличивается. Так, в 100 г воды могут раствориться следующие количества азотнокислого калия.

Температура, °С . . .	0	20	40	60	80
Растворимость, г. . .	13,5	31,5	64	110	169

Изменение растворимости с повышением температуры обычно происходит неравномерно и для каждого вещества различно (рис. 7).

Более сложную зависимость от температуры имеет растворимость сернокислого натрия.

Температура, °С . . .	10	20	30	32	35	40	50
Растворимость, г. . .	9,1	20,0	44,0	50	48,5	47,5	45

Следовательно, сернокислый натрий обладает наибольшей растворимостью при 32 °С.

Растворимость очень немногих веществ, например сульфата кальция и гидроксида кальция, с повышением температуры уменьшается.

Раствор кипит при более высокой температуре и замерзает при более низкой температуре, чем растворитель. Объясняется это изменением давления насыщенного пара над раствором по сравнению с чистым растворителем.

Жидкости также могут растворяться в жидкостях. Некоторые из них неограниченно растворимы одна в другой, т. е. смешиваются друг с другом в любых пропорциях, например спирт и вода, другие — растворяются в определенном количестве — вода и эфир. С повышением температуры взаимная растворимость жидкостей увеличивается.

Есть жидкости, которые практически не растворяются одна в другой, — вода и масло.

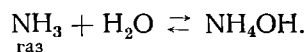
При растворении жидкостей, как и при растворении твердых веществ, наблюдается выделение или поглощение тепла.

Иногда при смешении жидкостей происходит уменьшение объема; если взять 100 объемов воды и 100 объемов спирта, то получится не 200 объемов смеси, а только 192,0. Это явление *контракции*.

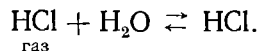
В отличие от твердых веществ и жидкостей растворимость газов с повышением температуры уменьшается. Так, кипячением

можно удалить из воды растворенные газы. На растворимость газов влияют также давление, природа газа и растворителя. С повышением давления растворимость газов увеличивается.

Некоторые газы, например аммиак NH_3 , хлористый водород HCl хорошо поглощаются водой. Это объясняется химическим взаимодействием газа с водой:



Аммиак, растворяясь в воде, образует нашатырный спирт, а хлористый водород — соляную кислоту:



Растворимость газов в воде можно уменьшить, если добавить в воду электролит. Обычно в лабораторных условиях в воду добавляют поваренную соль NaCl .

Концентрация растворов. Концентрация — массовое (или объемное) содержание растворенного вещества в определенном (массовом) количестве или в определенном объеме раствора.

Различают несколько способов выражения концентрации растворов.

Процентная концентрация C выражается числом единиц массы растворенного вещества в 100 единицах массы раствора. Например, 25%-ный раствор KOH , это значит, что в 100 г раствора содержится 25 г KOH и 75 г воды.

Процентную концентрацию любого раствора можно определить по формуле

$$C = \frac{m_1}{m_2} 100,$$

где m_1 — масса растворенного вещества, г; m_2 — масса раствора, г; C — концентрация, %.

Если известны плотность раствора, и его объем, то массу раствора m_2 можно вычислить по формуле

$$m_2 = V\rho,$$

где V — объем раствора, мл; ρ — плотность раствора, г/мл.

Молярная концентрация M выражается числом молей (г-молекул) растворенного вещества в 1 л раствора. Раствор, содержащий в 1 л 1 моль растворенного вещества, называется одномолярным.

Моль вещества (*Г-молекула*) — масса вещества в граммах, численно равная молекулярной массе.

1 моль $\text{H}_2\text{SO}_4 = 98$ г, 2 моля $\text{NaOH} = 80$ г.

Молярность раствора определяется по формуле

$$M = \frac{m_1 1000}{M_m V},$$

где m_1 — масса растворенного вещества, г; $M.м$ — молекулярная масса растворенного вещества, г; V — объем раствора, мл.

Молярная концентрация — выражается числом молей растворенного вещества в 1 кг растворителя. Так, для приготовления 1-молярного раствора едкого натра растворяют 40 г NaOH в 1 кг воды.

Нормальная (эквивалентная) концентрация (н.) — это эквивалентная масса растворенного вещества в 1 л раствора. Раствор, содержащий эквивалентную массу вещества в 1 л раствора, называется *однонормальным*. 1 н. NaOH = 40 г; 1 н. H₂SO₄ = 49 г.

Эквивалентная масса — масса вещества в граммах, численно равная эквиваленту данного вещества.

Нормальность раствора определяют по формуле

$$н. = \frac{m_1 \cdot 1000}{ЭV},$$

где m_1 — масса растворенного вещества, г; $Э$ — эквивалент растворенного вещества, г; V — объем раствора, мл.

При приготовлении нормальных растворов сложных веществ необходимо знать эквиваленты.

Эквивалент кислоты, основания вычисляют делением молекулярной массы на основность кислоты или кислотность основания.

Эквивалент соли вычисляют делением молекулярной массы на число атомов металла в ее молекуле и на валентность этого металла.

Например:

эквивалент HNO₃ = 63/1 = 63,0,

эквивалент H₂SO₄ = 98,06/2 = 49,03,

эквивалент Ba(OH)₂ = 171,33/2 = 85,66,

эквивалент NaOH = 40/1 = 40,00,

эквивалент Na₂CO₃ = 106/2 · 1 = 53,00,

эквивалент Al₂(SO₄)₃ = 342,18/2 · 3 = 57,04.

Различают *деценормальные* растворы — 0,1 н., *сантинормальные* — 0,01 н., *полунормальные* — 0,5 н.

Титр — содержание вещества в граммах в 1 мл раствора. Зная титр, можно определить количество растворенного вещества в 1 л.

Пример. Если Т раствора серной кислоты равен 0,002921, то в 1 л раствора будет содержаться 0,002921 × 1000 = 2,921 г/л H₂SO₄.

Расчеты при приготовлении водных растворов.

Расчеты при приготовлении растворов совершенно одинаковы для всех веществ. Количествоготавливаемого раствора выражают или в единицах массы (г, кг), или в единицах объема (мл, л).

Примеры: Требуется приготовить 1 кг 10 %-го раствора хлористого кальция. Вычисляют требуемое количество соли. Если в 100 г раствора содержится 10 г соли (10 %), то сколько его потребуется для приготовления 1000 г? Согласно расчету, нужно взять 100 г соли, а воды 1000 — 100 = 900 г.

Требуется приготовить 1 л 10 %-го раствора хлористого кальция. Необходимо объем раствора перевести в массу. Для этого по справочнику узнают

плотность при данной концентрации и подставляют в формулу

$$m = V\rho.$$

Так, плотность 10 %-го раствора хлористого кальция равна 1,084. Следовательно, 1000 мл составляет:

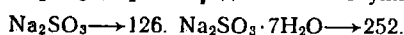
$$1000 \times 1,084 = 1084 \text{ г.}$$

$$\begin{array}{l|l} 100 - 10 \text{ г} & \\ 1084 - m & \end{array} \quad m = \frac{10 \cdot 1084}{100} = 108,4 \text{ г.}$$

Нужно взять 108,4 г CaCl_2 и довести дистиллированной водой объем раствора до 1 л.

Расчет, приведенный выше, применим только для приготовления приблизительных растворов безводных веществ. Если взята соль $\text{Na}_2\text{SO}_3 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, то расчет видоизменяется.

Пример. Нужно приготовить 0,5 кг 20 %-го раствора Na_2SO_3 , исходя из $\text{Na}_2\text{SO}_3 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$. Определяем молекулярную массу:



Расчет вначале всегда ведут на безводную соль:

$$\begin{array}{l|l} 100 - 20 & \\ 500 - m & \end{array} \quad m = \frac{500 \cdot 20}{1000} = 100 \text{ г.}$$

Следовательно, нужно взять 100 г безводной соли. Количество водной соли находят из расчета

$$\begin{array}{l|l} 252 - 126 & \\ m - 10 & \end{array} \quad m = \frac{252 \cdot 100}{126} = 200 \text{ г.}$$

Воды нужно взять $500 - 200 = 300$ г.

Очень часто в лаборатории растворы определенной концентрации необходимо разбавить. При разбавлении растворов, которые не требуют особой точности, можно пользоваться простым и быстрым способом — правило «креста».

Пример. 96 %-ный этиловый спирт разбавить до 70 %. Пишем:

$$\begin{array}{c} 96 \searrow \\ 0 \nearrow \end{array} 70,$$

где 96 — концентрация взятого спирта, 0 — вода, 70 — требуемая концентрация.

Из 96 вычитаем 70, результат пишем в правом нижнем углу, а из 70 вычитаем 0, результат пишем в правом верхнем углу. Схема примет вид

$$\begin{array}{ccc} 96 & \searrow & 70 \\ 0 & \nearrow & 26 \end{array}$$

Следовательно, нужно взять 70 объемов 96 %-го этилового спирта и 26 объемов воды.

При приготовлении точных растворов вычисление количеств нужных веществ проводят с точностью до 0,001 г. Атомные массы элементов берут по таблице, в которой приведены их точные значения. Необходимые количества вещества взвешивают только на аналитических весах.

Приготовление молярных растворов.

Пример. Приготовить 1 л 2М раствора углекислого натрия. Расчет количества углекислого натрия.

Можно: 1. Для приготовления 1 л 1 М — 1 моль (г)
1 л 2 М — x

$$x = \frac{1 \cdot 1 \cdot 2M}{1} = 2 \text{ моля } (105,993 \cdot 2) = 211,986 \text{ г.}$$

Для приготовления 1 л 2М раствора Na_2CO_3 необходимо взять 2 моля или 211,986 г, и растворить до 1 л.

Или: 2.

$$M = \frac{m_1 \cdot 1000}{M \cdot M \cdot V} \quad m_1 = \frac{2 \cdot 105,993 \cdot 1000}{1000} = 211,986 \text{ г.}$$

Нормальные растворы готовят аналогично.

Пример. Приготовить 2,0 л 0,1 н. Na_2CO_3 .

Расчет:

$$N. = \frac{m_1 \cdot 1000}{V}$$

Находим экв.

$$\begin{aligned} \text{Na}_2\text{CO}_3 &= 105,993/2 = 52,996. \\ m_1 &= \frac{0,1 \cdot 52,996 \cdot 2000}{1000} = 10,599 \text{ г.} \end{aligned}$$

Для приготовления 2 л 0,1 н. берут 10,599 г углекислого натрия и растворяют водой до 2 л.

После приготовления раствора его нужно обязательно проверить титрованием соответствующим раствором другого вещества с известной нормальностью. Если приготовленный раствор не отвечает той нормальности, которая задана, то вводят поправку.

Большое распространение в промысловых лабораториях получило применение титрованных растворов (растворы по определяемому веществу). Данные растворы облегчают расчет при анализах, так как достаточно умножить объем раствора, пошедший на титрование, на титр раствора, чтобы получить содержание искомого вещества (г) во взятом для анализа объеме раствора.

Для приготовления титрованных растворов пользуются формулой

$$m = \frac{Э_1 TV}{Э_2 1000},$$

где m — масса растворяемого вещества, г; $Э_1$ — эквивалентная масса растворяемого вещества, г; T — титр раствора по определяемому веществу, г/мл; V — заданный объем раствора, мл; $Э_2$ — эквивалентная масса определяемого вещества, г.

Для быстрого приготовления точных растворов различных веществ удобно применять фиксаналы. Фиксаналы — это точно отвешенные количества реактивов, запаянные в стеклянных ампулах, необходимые для приготовления 1 л 0,1 или 0,01 н. растворов.

Фиксаналы бывают жидкие и сухие.

Фиксаналы рекомендуется применять, когда требуется быстро приготовить точный раствор.

Щелочные фиксажы пригодны только в течение определенного срока (до 2 лет). Остальные фиксажы могут храниться намного дольше.

§ 6. Сильные и слабые электролиты

Вещества, растворы которых проводят электрический ток, называются электролитами. Электролиты — кислоты, основания и соли.

Химический процесс, происходящий при пропускании тока через раствор электролита, называется электролизом. Исследованиями продуктов, выделяющихся у электродов при электролизе кислот, оснований и солей, установлено, что у анода (положительного электрода) всегда выделяются кислотные остатки или гидроксильные группы, а у катода (отрицательного электрода) — металлы или водород.

Таким образом, в процессе электролиза происходит разложение на составные части кислот, оснований и солей. В качестве примера рассмотрим прохождение тока через раствор медного купороса CuSO_4 . В водном растворе молекулы CuSO_4 распадаются на положительные ионы Cu^{2+} и отрицательные ионы SO_4^{2-} . Распад электролитов под действием растворителя на ионы получил название электролитической диссоциации. Положительно заряженные ионы Cu^{2+} направляются к отрицательно заряженному электроду — катоду, отрицательные ионы, наоборот, двигаются к положительному электроду — аноду. Ионы, перемещающиеся к катоду, — катионы, а перемещающиеся к аноду — анионы. Достигнув электродов, ионы Cu^{2+} и SO_4^{2-} разряжаются и превращаются в нейтральные атомы или группы атомов.

Степень диссоциации, т. е. доля молекул растворенного вещества, которые распадаются на ионы, зависит от температуры, концентрации раствора и диэлектрической проницаемости растворителя. С увеличением температуры степень диссоциации возрастает. Кроме того, отдельные электролиты при одинаковой нормальности растворов диссоциируют на ионы весьма различно.

Особенно велика разница в значениях степени диссоциации кислот. Например, азотная и соляная кислоты в 0,1 н. растворе почти полностью распадаются на ионы; угольная и синильная кислоты, наоборот, диссоциируют при тех же условиях лишь в незначительной степени.

В зависимости от степени диссоциации различают сильные, средние и слабые электролиты. К слабым относятся электролиты, степень диссоциации которых составляет не более 3 %. К средним — до 30 %, к сильным — более 30 %.

Растворы сильных электролитов сохраняют высокую электропроводность даже при очень больших концентрациях. Электропроводность растворов слабых электролитов быстро падает с увеличением концентрации.

К сильным электролитам относятся такие кислоты, как соляная, азотная, серная и др., затем щелочи и почти все соли. К слабым электролитам относятся сероводородная H_2S , фтористоводородная HF , угольная H_2CO_3 и др., а также соли этих кислот.

§ 7. Органические соединения и их особенности

Органические соединения входят в состав клеток всех представителей животного и растительного мира, а также колоссального количества синтетических веществ. Все органические соединения состоят из соединений углерода и водорода. Наряду с этими двумя основными составляющими элементами органических соединений в составе последних могут быть и другие элементы, как кислород, азот, сера, фосфор и т. д.

Принадлежность того или иного вещества к органическим соединениям легко определяется по обугливанию их при нагревании или по образованию углекислого газа при горении.

Органические соединения изучаются в самостоятельном разделе науки — органической химии, возникшей в первой половине XIX в. как наука о составе и превращениях продуктов живой природы, а в дальнейшем стала развиваться в направлении искусственного получения органических соединений.

По данным анализа состава и молекулярной массы можно установить молекулярную формулу органического вещества. Но в отличие от неорганических соединений молекулярная формула органического вещества еще не дает представления ни о его характере, ни о его свойствах. Известно очень много органических соединений, которые обладают одинаковым составом и одинаковой молекулярной массой, но имеют совершенно различные физические и химические свойства. Например, нормальный бутан и изобутан, входящие в состав сжиженных нефтяных газов, имеют одну и ту же формулу C_4H_{10} , однако нормальный бутан кипит при нормальных условиях при $t = -0,5^\circ\text{C}$, в то время температура кипения изобутана при тех же условиях равна $t = -11,7^\circ\text{C}$.

Это явление, широко распространенное среди органических соединений, получила название изомерии, а вещества, имеющие одну и ту же молекулярную формулу, но различающиеся по своим свойствам, называются изомерами.

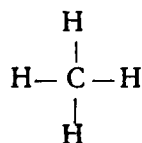
Объяснение различных случаев изомерии дает теория строения органических соединений, созданная в шестидесятых годах прошлого столетия А. М. Бутлеровым.

Согласно теории А. М. Бутлерова, атомы в молекулах соединены друг с другом в определенной последовательности. Изменение этой последовательности приводит к образованию нового вещества с новыми свойствами. Соединение атомов происходит в соответствии с их валентностью. Валентности всех атомов в молекуле взаимно насыщены. Углерод всегда четырехвалентен. Каждый атом углерода имеет четыре единицы валентности, за счет которых он может присоединять к себе другие атомы или атомные

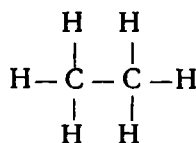
группы, например водород Н, хлор Cl, гидроксильную группу OH.

Это покажем на примере углеводородных соединений, образуемых углеродом с водородом. Для одних из самых простых соединений углеводородов — метана и этана соединение атомов водорода с углеродом имеет вид

для метана

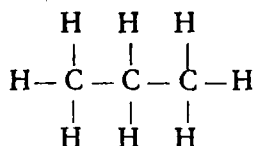


для этана



Такие химические формулы называются структурными формулами, или формулами строения.

Следующим углеводородом, состоящим уже из трех атомов углерода, будет пропан, структурная формула которого



Нередко структурные формулы органических соединений изображают в сокращенном виде. Для этана она будет CH_3-CH_3 , для бутана $\text{CH}_3-\text{CH}_2-\text{CH}_3$ и т. д. В упрощенных структурных формулах черточки обозначают только связь атомов углерода между собой и не указывают связь последнего с водородом.

Среди множества углеводородных соединений рассмотрим предельные с открытой и закрытой цепью атомов, непредельные и ароматические углеводороды.

Предельные углеводороды. К предельным углеводородам относятся метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} и т. д. Названия предельных углеводородов с открытой цепью начиная с пентана образуются преимущественно от греческих названий чисел по количеству атомов углерода в молекуле.

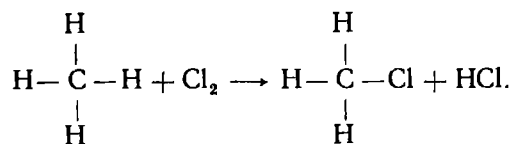
Предельные углеводороды имеют общую формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, где n — число атомов углерода. С увеличением молекулярной массы предельных углеводородов растет температура их плавления и кипения. Так, первые четыре вещества, содержащие от одного до четырех атомов углерода (C_1-C_4), при обычных условиях — газы, следующие одиннадцать от C_5 до C_{15} — жидкости и только начиная с углеводорода $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ — твердые вещества.

Из химических формул предельных углеводородов видно, что каждое последующее соединение отличается от предыдущего на одну и ту же группу атомов CH_2 .

Вещества, сходные по строению и химическим свойствам и

отличающиеся друг от друга по составу молекул на одну или несколько групп атомов CH_2 , называются гомологами и образуют гомологический ряд. Рассмотренные нами углеводороды CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} и т. д. — гомологи и образуют гомологический ряд предельных углеводородов, или парафинов. Иногда их называют метановыми углеводородами, от названия метан — первого соединения в ряду.

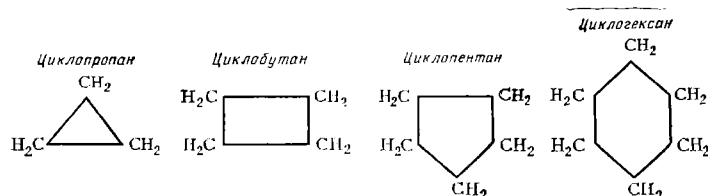
По своим химическим свойствам предельные углеводороды инертны, не способны к реакциям присоединения, поскольку они насыщенные. Для них характерны реакции замещения с галогенами, в частности с хлором. Эти реакции замещения проходят несколько стадий вплоть до полного замещения всех атомов водорода хлором. Первая стадия этой реакции



Метановые углеводороды практически нерастворимы в воде, хорошо растворимы в эфире, бензоле. Плотность их меньше плотности воды. Большинство жидких метановых углеводородов имеет запах бензина, твердые не имеют запаха.

Предельные углеводороды метанового ряда широко применяют в народном хозяйстве, прежде всего в качестве высокоэффективного горючего. Наряду с метаном в этих целях используют пропан и бутан в виде сжиженного газа. Последние на место потребления обычно доставляются в емкостях под давлением. Жидкие углеводороды используют как горючее для двигателей внутреннего сгорания. Твердые углеводороды — парафин и церезины идут на выделку свечей, пропитки бумаги, пиломатериалов. Кроме того, химической переработкой из предельных углеводородов получают химически более активные непредельные углеводороды, из которых получают многочисленные органические соединения.

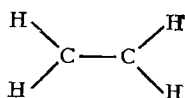
Циклопарафины. Кроме рассмотренных предельных углеводородов с открытой цепью атомов, существуют углеводороды замкнутого циклического строения, или циклопарафины. От предельных углеводородов метанового ряда циклопарафины отличаются тем, что в их молекулах содержится на два атома водорода меньше и общая химическая формула циклопарафинов имеет вид C_nH_{2n} . Таким образом, за счет отщепления двух атомов водорода замыкается углеводородное кольцо без двойных связей между атомами углерода. В циклопарафинах кольца могут быть образованы тремя, четырьмя, пятью и большим числом атомов углерода. Структурные формулы циклопарафинов в порядке возрастания в них числа атомов углерода можно представить:



Названия циклопарафинов совпадают с названиями соответствующих предельных углеводородов метанового ряда. Циклические парафины циклопентан и циклогексан были открыты в составе бакинских нефтей русским химиком В. В. Марковниковым, который назвал эти углеводороды нафтенами. В молекулах нафтенатов атомы углерода соединены простыми связями, как и в молекулах углеводородов метанового ряда, поэтому циклопарафины — предельные углеводороды и по своим свойствам сходны с углеводородами метанового ряда с открытой цепью атомов.

Циклопарафины или нафтены входят в состав многих нефтей и нефтепродуктов, поэтому имеют большое практическое значение.

Непредельные углеводороды. Непредельными называются углеводороды, в молекулах которых имеются двойные (иногда и тройные) связи между атомами углерода. Простейший представитель соединений с двойной связью (между атомами С) этилен



Сокращенная формула этилена $\text{CH}_2=\text{CH}_2$.

Следующие члены этого ряда — пропилен C_3H_6 , бутилен C_4H_8 и т. д. В молекуле каждого непредельного углеводорода на два атома водорода меньше, чем в молекуле соответствующего предельного углеводорода с открытой цепью. Поэтому состав углеводородов ряда этилена выражается формулой C_nH_{2n} , как и у циклопарафинов.

Этилен в отличие от предельных углеводородов обладает высокой химической активностью — способностью к реакциям присоединения. Двойная связь в молекулах этилена при действии различных веществ легко разрывается, остается простая связь, и за счет освободившихся валентностей происходит присоединение новых атомов или атомных групп.

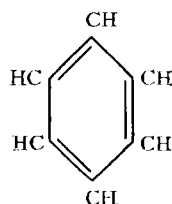
Молекулы этилена обладают свойствами не только присоединять к себе другие атомы или группы атомов, но и соединяться между собой, образуя гигантские молекулы.

Реакция соединения нескольких молекул в одну большую молекулу высокомолекулярного вещества называется полимеризацией, а продукт этой реакции — полимером. Например, полиэтилен, полипропилен и т. д.

Реакции полимеризации непредельных углеводородов широко применяют в химической и нефтехимической отраслях промышленности для получения разнообразных синтетических продуктов — пластических масс, химических волокон, синтетических каучуков и т. д.

Главный источник получения непредельных углеводородов — продукты переработки нефти, получаемые расщеплением больших молекул углеводородов на мелкие, проходящие при повышенных давлениях и высоких температурах на установках каталитического крекинга. Кроме того, непредельные углеводороды все в больших объемах получают пиролизом из нефтяных газов и широкой фракции легких углеводородов.

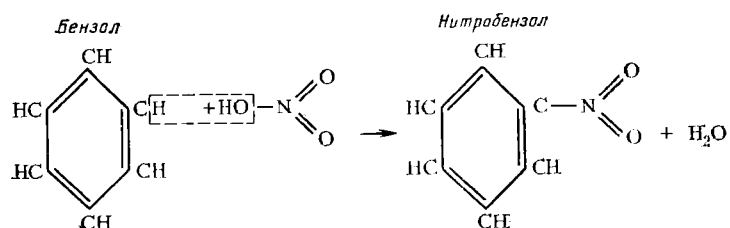
Ароматические углеводороды. Простейший и самый важный представитель ароматических углеводородов — бензол с химической формулой C_6H_6 . Структурная формула бензола имеет вид шестиугольника, в вершинах которого располагаются шесть атомов углерода, попеременно соединенных между собой простыми и двойными связями, и по одной связи с водородом



Таким образом, бензол имеет кольцевое строение, в котором имеются три двойные связи, и все шесть атомов углерода и водорода в кольце бензола равноценны.

Ароматические углеводороды вступают в разнообразные реакции, однако реакции, характерные для двойных связей, т. е. реакции присоединения, встречаются весьма редко. Для бензола характерны реакции замещения атомов водорода другими атомами или группами атомов.

Например, бензол легко взаимодействует с концентрированной азотной кислотой с образованием нитробензола:



Такая реакция называется нитрованием.

Бензол служит исходным сырьем для получения очень многих органических соединений. Реакцией нитрования получают помимо

нитробензола тринитробензол. Бензол — исходный продукт при синтезе лекарственных веществ, красителей. Ароматические соединения входят в состав многих нефтей, имеют очень высокие октановые числа (около 100) и являются наиболее желательными компонентами моторных топлив.

Спирты и фенолы. Спирты — органические вещества, молекулы которых содержат одну или несколько гидроксильных групп, соединенных с углеводородным радикалом. Если углеводородный радикал соединен с одной гидроксильной группой, спирты называются одноатомными, двумя группами — двухатомными и т. д.

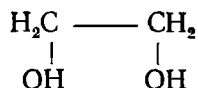
От предельных углеводородов с открытой цепью одноатомные спирты образуются замещением одного атома водорода гидроксильной группой. Такие спирты называются предельными одноатомными спиртами.

Отсюда предельным одноатомным спиртам соответствует свой гомологический ряд, общая формула которого $C_nH_{2n+1}OH$. Первым членом этого ряда будет метиловый спирт CH_3OH , затем этиловый C_2H_5OH , пропиловый C_3H_7OH , бутиловый C_4H_9OH и т. д.

В отличие от гомологического ряда предельных углеводородов в ряду одноатомных спиртов нет газообразных веществ. В первого по одиннадцатый члены этого ряда — жидкости, а с двенадцатого — твердые вещества.

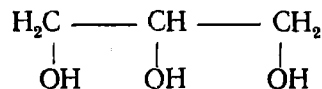
По мере роста молекулярной массы спиртов растворимость их в воде понижается. Особенно хорошо растворяются в воде первые три вещества ряда. Спирты, особенно первые члены ряда, легко воспламеняются и горят синеватым пламенем.

Если в молекуле предельного углеводорода два атома водорода заменены гидроксильными группами, то получаемый продукт называется двухатомным спиртом. Простейший представитель этих спиртов — этиленгликоль. Формула этиленгликоля



У этана по одной водородной связи у атомов углерода заменены на связи с гидроксильной группой.

Если в молекуле предельного углеводорода заменить гидроксильными группами три атома водорода, то образуется трехатомный спирт. Простейший представитель трехатомных спиртов — глицерин, упрощенную формулу которого можно получить заменой у пропана по одной водородной связи у каждого атома углерода на связи с гидроксильной группой



Спирты — очень важный класс органических соединений и являются полупродуктами в производстве синтетических волокон,

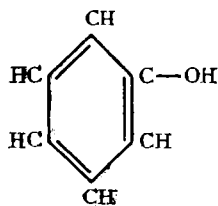
пластмасс, красителей, лекарственных препаратов, моющих веществ.

Метиловый спирт (метанол) в значительных объемах применяют на промыслах для борьбы с гидратообразованиями в газосборных трубопроводах. Однако метиловый спирт чрезвычайно ядовит, поэтому в обращении с ним требуется особая осторожность. Этиловый спирт в промышленных лабораториях применяют в качестве растворителя.

Из двухатомных и трехатомных спиртов этиленгликоль и глицерин представляют высококипящие жидкости сладкого вкуса, в любых отношениях смешивающиеся с водой. Этиленгликоль применяют как составную часть антифризов — низкозамерзающих жидкостей. Кроме того, на нефтяных месторождениях этиленгликоль применяют на установках по осушке газа от влаги перед подачей его потребителям.

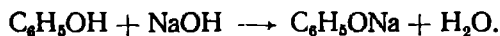
Гидроксильные производные ароматических углеводородов, в которых один или несколько водородов бензольного ряда замещены гидроксильной группой, называются фенолами.

Простейший представитель фенолов — одноатомное гидроксильное производное бензола C_6H_5OH или



которое и называется обычно фенолом.

Чистый фенол — бесцветное кристаллическое вещество. Он обладает характерным запахом и антисептическими свойствами. Кислотные свойства гидроксильной группы у фенола выражены значительно сильнее, чем у спиртов. Одноатомные спирты в обычных условиях не реагируют с растворами щелочей, в то время как фенол реагирует со щелочью с образованием фенолята натрия и воды



В этой реакции фенол проявляет свойства кислоты. Поэтому фенол еще называют карболовой кислотой. Свойство фенолов убивать микроорганизмы используют на промыслах для обработки воды, закачиваемой в продуктивные пласты. В воде, содержащей фенолы, угнетаются сульфатовосстанавливающие бактерии, которые в пластовых условиях могут вызвать сероводородное заражение продуктивного пласта.

Контрольные вопросы

1. Что такое атомы и молекулы, относительные атомные и молекулярные массы?
2. Химические элементы. Деление их на группы.
3. Основные положения атомно-молекулярного учения.
4. Основные законы химии и их практическое применение.
5. Понятие о периодическом законе и периодической системе химических элементов. Их значение в современной науке.
6. Строение атома и его электронных оболочек.
7. Классификация неорганических соединений. Оксиды, их свойства. Роль оксидов в природе.
8. Что такое основания? Кислота? Их свойства и применение.
9. Соли. Роль солей в народном хозяйстве.
10. Что такое раствор? Как получают растворы?
11. Отличие растворов от химических соединений и смесей.
12. Влияние различных факторов на процесс растворения.
13. Что такое концентрация растворов?
14. Способы выражения концентрации растворов.
15. Что такое титр раствора?
16. Сильные и слабые электролиты.
17. Предмет органической химии. Ее достижения.
18. Теория строения органических соединений. Структурные формулы органических соединений.
19. Предельные углеводороды. Применение предельных углеводородов метанового ряда и циклопарафинов в народном хозяйстве.
20. Непредельные углеводороды и их применение.
21. Ароматические углеводороды и их применение.
22. Спирты одноатомные и многоатомные. Их свойства и применение на промыслах.
23. Фенолы, их свойства и применение на промыслах.

Глава II

СВЕДЕНИЯ ИЗ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

§ 1. Основные сведения об электрических зарядах и электрическом токе

При рассмотрении строения атома и его электронных оболочек было установлено, что атомы состоят из положительно заряженного ядра и расположенных вокруг него электронов. Атом сам по себе электрически нейтрален, так как положительный заряд ядра уравновешивается отрицательным зарядом электронной обо-

лочки, имеющей несколько слоев. Однако, если мы тем или иным способом удалим из атома один или несколько электронов, то у атома окажется избыток положительного заряда и он будет заряжен положительно. Атом в таком состоянии называется положительным ионом.

Точно так же, если в атом попадут избыточные электроны, мы получим отрицательно заряженный атом или отрицательный ион.

Количественную оценку величинам электрических зарядов можно дать по силе взаимодействия между заряженными телами. Если размеры заряженных тел малы по сравнению с расстоянием между ними, то они называются точечными зарядами.

Закон взаимодействия двух точечных зарядов был установлен опытным путем французским физиком Ш. О. Кулоном. Опыты Кулона привели к установлению закона, напоминающего закон всемирного тяготения. *Сила взаимодействия двух точечных неподвижных заряженных тел в вакууме прямо пропорциональна произведению их зарядов и обратно пропорциональна квадрату расстояния между ними.*

Если обозначить абсолютные величины зарядов через $|q_1|$ и $|q_2|$, а расстояние между ними через r , то закон Кулона можно записать в форме

$$F = k \frac{|q_1| |q_2|}{r^2},$$

где k — коэффициент пропорциональности.

В системе СИ за единицу заряда принят кулон, расстояние между зарядами 1 м, тогда коэффициент пропорциональности $k = 9 \cdot 10^9 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 / \text{Кл}^2$. Сила взаимодействия зарядов в 1 Кл на расстоянии 1 м в системе СИ будет равна

$$F = k \frac{1 \text{ Кл} \cdot 1 \text{ Кл}}{1 \text{ м}^2} = 9 \cdot 10^9 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 / \text{Кл}^2 \cdot \frac{1 \text{ Кл} \cdot 1 \text{ Кл}}{1 \text{ м}^2} = 9 \cdot 10^9 \text{ Н}.$$

Иногда для расчета коэффициент k записывают в виде

$$k = 1/4\pi\epsilon_0,$$

где $\epsilon_0 = 1/4\pi k = 8,85 \cdot 10^{-12} \text{ Кл}^2 / \text{Н} \cdot \text{м}^2$. Величину ϵ_0 называют электрической постоянной.

В зависимости от величины заряда и знака заряженного тела действие его в различных точках пространства будет различным, поэтому для полной характеристики заряда необходимо четко представлять, какое действие он производит во всевозможных точках окружающего пространства или надо знать электрическое поле, которое возникает вокруг заряда. Таким образом, электрическое поле — это пространство, в котором проявляются действия электрического заряда.

Главное свойство электрического поля — действие его на электрические заряды с некоторой силой. Для характеристики поля вводят понятие напряженность электрического поля, под которой

понимают отношение силы, действующей на помещаемый в данную точку заряд, к величине этого заряда. Подобно силе, напряженность поля — векторная величина. Ее обозначают буквой $\vec{E}$. Согласно определению,

$$\vec{E} = \vec{F}/q.$$

Отсюда, напряженность поля в единицах СИ измеряется в ньютонах на кулон $\left(\frac{\text{Н}}{\text{Кл}}\right)$. Сила, действующая на заряд q со стороны электрического поля, равна

$$F = q\vec{E}.$$

Заряженные тела притягивают или отталкивают друг друга. При перемещении в электрическом поле заряженные тела совершают работу. Следовательно, заряженное тело в электрическом поле обладает потенциальной энергией. Но физический смысл имеет не сама потенциальная энергия, а разность ее значений, определяемая работой поля при перемещении заряда на расстояние, например, от l_1 до l_2 . На участке $\Delta l = l_1 - l_2$ электрическое поле совершит работу

$$A = qE(l_1 - l_2) = \Pi_1 - \Pi_2,$$

где Π_1 и Π_2 — потенциальная энергия соответственно на расстояниях l_1 и l_2 .

Отсюда видно, что потенциальная энергия заряда в электростатическом поле пропорциональна величине заряда q . Это позволяет нам ввести понятие потенциала электростатического поля, который не зависит от величины заряда:

$$\varphi = \Pi/q,$$

где φ — потенциал, представляющий энергию единичного заряда.

Тогда разность потенциалов, или напряжение, между двумя точками поля принимают:

$$\varphi_1 - \varphi_2 = \frac{\Pi_1 - \Pi_2}{q} = \frac{A}{q}.$$

Отсюда разность потенциалов (или напряжение) $U = \varphi_1 - \varphi_2$ между двумя точками поля равна отношению работы поля по перемещению заряда из начальной точки в конечную к величине этого заряда.

За единицу разности потенциалов в системе СИ принят вольт (В). Разность потенциалов между двумя точками равна 1 В, если при перемещении заряда в 1 Кл из одной точки в другую электрическое поле совершает работу 1 Дж: 1 В = 1 Дж/1 Кл.

§ 2. Постоянный электрический ток. Основные электротехнические величины и их измерения

Электрическим током называют упорядоченное движение заряженных частиц. За направление тока принимают направление движения положительно заряженных частиц.

Если в цепи устанавливается электрический ток, то через поперечное сечение проводника все время переносится электрический заряд. *Заряд, перенесенный в единицу времени, называется силой тока.* Если через поперечное сечение проводника за время Δt переносится заряд q , то сила тока

$$I = q/\Delta t.$$

Если сила тока со временем не меняется, то ток называют *постоянным*.

В системе СИ за единицу силы тока принят такой ток, при котором через сечение проводника проходит заряд в один кулон за одну секунду, называется ампер (А). На практике применяется более мелкая единица — миллиампер, $1 \text{ мА} = 0,001 \text{ А}$.

При наличии в проводнике электрического тока между концами любого его участка существует электрическое напряжение (или разность потенциалов). Эта разность потенциалов, которая непрерывно поддерживает ток в цепи, создается сторонними силами, например, генератором электростанции, аккумулятором и т. д. Действие этих сторонних сил называется *электродвижущей силой*, или сокращенно эдс. Электродвижущая сила представляет собой отношение работы сторонних сил по перемещению заряда вдоль цепи к заряду. Поэтому эдс, как и разность потенциалов, измеряют в вольтах.

Зависимость между силой тока и напряжением носит название закона Ома.

Согласно закону Ома, для участка однородной цепи сила тока прямо пропорциональна приложенному напряжению и обратно пропорциональна сопротивлению цепи:

$$I = U/R,$$

где R — сопротивление цепи.

За единицу сопротивления электрической цепи принимается 1 Ом, если при разности потенциала 1 В в нем устанавливается ток 1 А.

Сопротивление цепи зависит от материала проводника и его геометрических размеров. Для проводника длиной l с постоянной площадью поперечного сечения s

$$R = \rho \frac{l}{s}.$$

Здесь ρ — величина, зависящая от материала, называют *удельным сопротивлением проводника*. Для металлов удельное сопротивление мало, диэлектрики, наоборот, обладают очень большим

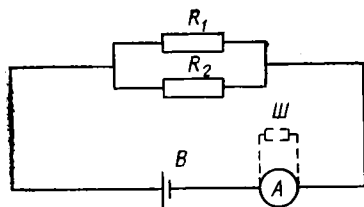


Рис. 8. Измерение силы тока в цепи:
 A — амперметр; B — гальванический элемент; R_1 и R_2 — сопротивления, Ш — шунт

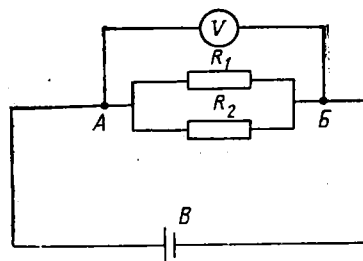


Рис. 9. Измерение напряжения в цепи между точками A и B :
 V — вольтметр; B — гальванический элемент; R_1 и R_2 — сопротивления

удельным сопротивлением. Единицей удельного сопротивления является $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Величина, обратная удельному сопротивлению, называется электропроводностью, она обусловлена наличием подвижных заряженных частиц — носителей тока (электронов, ионов).

В лабораторных условиях приходится изменять сопротивление в электрической цепи с целью изменения силы тока в цепи или напряжения. Для этой цели служат специальные приборы — реостаты. Для плавного изменения сопротивления применяют реостаты со скользящим контактом; для скачкообразного изменения сопротивления применяются рычажные. Реостаты изготавливают из проволоочных спиралей, получаемых из сплавов с высоким удельным сопротивлением (нихром, константан, реотан и др.).

Силу тока измеряют амперметром. Для измерения силы тока в цепи амперметр включают последовательно в цепь, как показано на рис. 8, так как весь измеряемый ток должен проходить через обмотку амперметра. Хотя амперметры делают с очень малым сопротивлением (несколько десятых или сотых ома), но последовательное включение в цепь этого малого сопротивления приводит к уменьшению силы тока в соответствии с законом Ома. Поэтому в амперметрах параллельно обмотке подключают малые сопротивления — шунты, через которые протекает большая часть тока (на рис. шунт показан пунктиром). Шунты подбирают так, чтобы цена деления амперметра увеличивалась в 10, 100 и 1000 раз. В этом случае сопротивления шунта должны составить $1/9$, $1/99$ и $1/999$ от сопротивления амперметра. Таким образом, за счет подбора малых сопротивлений шунтов основной ток будет проходить через них, что позволяет уменьшить погрешность при измерении силы тока за счет сопротивления обмотки самого амперметра.

Напряжение на участках цепи измеряют вольтметром. Вольтметр включают параллельно тому участку цепи, напряжение на котором мы хотим измерить (рис. 9). Для того чтобы вольтметр

не вносил заметных изменений в величину измеряемого напряжения, его сопротивление должно быть большим по сравнению с сопротивлением участка цепи, на котором измеряется напряжение.

§ 3. Работа и мощность постоянного тока

При прохождении электрического тока через цепь электрическое поле совершает работу. Эта работа может быть выделена в виде тепла, если током нагревается, например, нить накаливания электролампы, или в виде механической энергии, если электрический ток вращает ротор электромотора.

Работу, совершаемую электрическим током при прохождении через участок цепи, вычисляют следующим образом. Если напряжение на концах участка цепи равно U , то при переносе заряда в 1 Кл совершается работа A в U Дж, а при переносе заряда в q Кл — qU . Так как $q=It$, то работа совершаемая током, равна:

$$A = UIt.$$

Работа тока на участке цепи равна произведению силы тока на напряжение и на время, в течение которого совершалась работа.

Любой электрический прибор, лампочка, электродвигатель и т. д. рассчитан на потребление определенной энергии в единицу времени. Поэтому наряду с работой тока очень важное значение имеет понятие мощности тока. *Мощность тока равна отношению работы тока за время t к этому интервалу времени.* Согласно определению, мощность P (Дж/с) равна:

$$P = A/t = UI.$$

Таким образом, мощность постоянного тока на любом участке цепи выражается произведением силы тока на напряжение между концами участка.

На практике употребляют вместо Дж/с мощность в 1 ватт (Вт), выделяемую током в 1 А в цепи, между концами которой поддерживается напряжение в 1 В. Наиболее распространены крупные единицы мощности (киловатт), например, 1 кВт = 1000 Вт = 1000 Дж/с. Аналогично этому и для единицы работы иногда вместо джоуля говорят: ватт-секунда. Более крупная единица работы — киловатт-час — равная работе, совершаемой током мощностью в один киловатт в течение одного часа (кВт·ч). 1 кВт·ч = 3 600 000 Дж.

§ 4. Переменный ток. Электрические машины переменного тока

До сих пор мы рассматривали постоянный ток, но в повседневной жизни мы больше сталкиваемся с машинами и электрическими цепями переменного тока. Во всех генераторах электростанций, дающих ток, которым мы пользуемся для освещения, нагрева, приведения в действие электродвигателей (моторов) и т. д.,

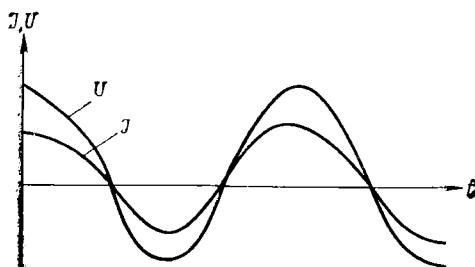


Рис. 10. Изменение напряжения и силы тока в цепи переменного тока

возникает переменная эдс, непрерывно изменяющаяся по величине и направлению.

Изменение величины эдс на концах цепи переменного тока происходит со временем по гармоническому закону. Соответственно по этому же закону происходит и изменение силы тока в цепи. В нашей стране частота колебаний тока в цепи принята 50 Гц. Это озна-

чает, что на протяжении одной секунды ток 50 раз течет в одну сторону и 50 раз в противоположную.

Сила переменного тока, как и при постоянном токе, определяется напряжением на концах цепи. Изменение напряжения и силы тока за один период в цепи переменного тока (без учета индуктивности и емкости сети) показано на рис. 10.

Как видно из рисунка, в каждый момент времени величины напряжения и силы тока принимают различные значения. Поэтому, чтобы судить о величине силы тока и напряжения переменного тока, пользуются действующим значением силы тока и напряжения.

Чтобы определить действующее значение силы переменного тока, его приравнивают к силе постоянного тока, которое выделило бы в проводнике такое же количество тепла, как и переменный ток. Действующее значение переменного тока меньше его максимального значения $I_{\max}$ в 0,71 раз (или $\sqrt{2}$). Отсюда действующее значение переменного тока равно:

$$I = I_{\max} / \sqrt{2} = 0,71 I_{\max}.$$

Действующее значение переменного напряжения определяется также в зависимости от максимального значения $U_{\max}$, как и действующее значение силы тока:

$$U = U_{\max} / \sqrt{2} = 0,71 U_{\max}.$$

Отсюда мощность в цепи переменного тока можно определить по действующим значениям напряжения и силы тока:

$$P = UI = U_{\max} I_{\max} / 2.$$

Переменный ток имеет то преимущество перед постоянным, что напряжение и силу тока можно преобразовать (трансформировать) в очень широких пределах почти без потерь энергии. Особенно большая необходимость в трансформации напряжения и тока возникает при передаче электроэнергии на большие расстояния.

В настоящее время во всем мире получила распространение трехфазная система переменного тока, разработанная в конце

прошлого века русским электротехником М. О. Доливо-Добровольским.

Эта система обеспечивает наиболее выгодные условия передачи электрической энергии по проводам и позволяет построить простые по устройству и удобные в работе электродвигатели.

Трехфазной системой электрических цепей называют систему, состоящую из трех цепей, в которых действуют переменные эдс одной и той же частоты, сдвинутые по фазе друг относительно друга на 120° . Каждую отдельную цепь такой системы называют фазой, а систему трех сдвинутых по фазе переменных токов в таких цепях называют *трехфазным током*.

Почти все генераторы, установленные на наших электростанциях, являются генераторами трехфазного тока. Эдс мощных генераторов электростанций обычно велика. Между тем практическое использование электроэнергии требует чаще всего не слишком высоких напряжений, а передача энергии, наоборот, — очень высоких. В одних случаях бывают нужны напряжения в тысячи или даже сотни тысяч вольт, в других — необходимы напряжения в несколько вольт или несколько десятков вольт.

Приборы, с помощью которых преобразуется напряжение переменного тока, носят название *трансформаторов*. Принципиальная схема устройства показана на рис. 11. Любой трансформатор имеет сердечник, составленный из железных пластин, на который надеты две обмотки (катушки). Концы одной из этих обмоток подключаются к источнику переменного тока с напряжением, например, U_1 , а приборы или электродвигатели, которые потребляют электрическую энергию, подключаются к концам второй обмотки.

Обмотка, подключенная к источнику энергии, называется *первичной*, а обмотка, к которой подключена нагрузка, — *вторичной*.

Если число витков первичной обмотки ω_1 меньше числа витков вторичной ω_2 , трансформатор будет *повышающим*, если наоборот — *понижающим*.

Вообще трансформаторы удовлетворяют следующему соотношению:

$$U_1/U_2 = \omega_1/\omega_2 = K,$$

где K называется коэффициентом трансформации. Если мы хотим в десять раз понизить напряжение U_2 во второй обмотке, то соответственно число витков в первой обмотке должно быть в 10 раз больше, чем во второй. Если в первичной обмотке $U_1 =$

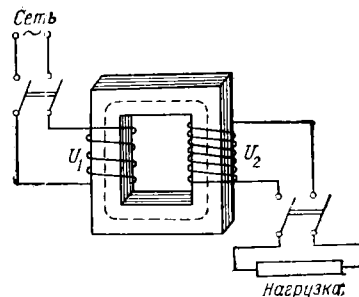


Рис. 11. Схема устройства трансформатора:

U_1 и U_2 — напряжения в обмотках

=220 В и мы хотим понизить во второй обмотке до 22 В с числом витков $\omega_2=250$, то в первичной обмотке должно быть число витков $\omega_1=2500$.

$$\frac{220}{22} = \frac{2500}{250} = 10.$$

Соответственно коэффициент трансформации будет равен $K=10$.

Контрольные вопросы

1. Закон Кулона для взаимодействия точечных зарядов.
2. Что такое электрическое поле и как оно проявляется?
3. В чем выражается напряженность электрического поля?
4. Разность потенциалов и единица ее измерения в системе СИ.
5. В каких единицах измеряются эдс, сила тока и сопротивление?
6. Как измеряются напряжение и сила тока в цепи?
7. В каких единицах измеряются работа и мощность в цепи постоянного тока?
8. По какому закону происходит изменение напряжения и силы тока в цепи переменного тока?
9. Чему равны действующие значения переменного тока и напряжения?
10. Как определяется мощность в цепи переменного тока?
11. Какие имеет преимущества переменный ток перед постоянным?
12. Особенности трехфазной системы.
13. Трансформаторы и их роль в преобразовании переменного тока.
14. Коэффициент трансформации. Как он связан с числом витков трансформатора и напряжениями обмоток?

Глава III

СВЕДЕНИЯ ИЗ ФИЗИЧЕСКОЙ И АНАЛИТИЧЕСКОЙ ХИМИИ

§ 1. Идеальные газы

Идеальным газом называется газ, между молекулами которого отсутствуют силы взаимного притяжения. Поэтому сначала рассмотрим идеальные газы, законы состояния которых с той или иной степенью точности переносятся на реальные газы.

Газ отличается от жидкостей и твердых тел тем, что всегда нацело заполняет объем, ограниченный непроницаемыми для газа стенками. Поэтому определенная масса газа может занимать разный объем и иметь различное давление. Кроме того, состояние газа также характеризуется температурой.

Таким образом, охарактеризовать состояние газа можно с помощью величин объема V , давления p и температуры t . Эти величины называют термодинамическими параметрами.

Изменение одного из термодинамических параметров — давления, объема или температуры — вызывает изменение остальных параметров. С целью упрощения установления зависимости между этими тремя параметрами сначала были проведены исследования, в которых один из трех параметров V , p или t оставался постоянным.

Количественные зависимости, полученные между двумя параметрами при неизменном значении третьего, получили название газовых законов.

Закон Бойля — Мариотта. Бойль и Мариотт изучали изменение давления газа в зависимости от объема при постоянной температуре ($t = \text{const}$). Процесс изменения состояния системы при постоянной температуре называют *изотермическим*.

Опыты Бойля — Мариотта показали, что *давление данной массы газа при постоянной температуре обратно пропорционально объему газа*.

Если обозначим начальный и конечный объемы газа V_1 и V_2 и соответствующие давления p_1 и p_2 , то по закону Бойля — Мариотта

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{V_1}{V_2}. \quad (\text{III.1})$$

Отсюда следует, что для данной массы газа при $t = \text{const}$ произведение численных значений давления и объема есть величина постоянная:

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 = pV = \text{const}. \quad (\text{III.2})$$

Для разреженных газов закон Бойля — Мариотта выполняется с высокой степенью точности.

Закон Гей-Люссака. Количественное исследование зависимости объема газа от температуры при неизменном давлении было осуществлено Гей-Люссаком. Процесс изменения состояния системы при постоянном давлении называют *изобарным*. Опыты показали, что изменение объема газа происходит пропорционально приращению температуры.

На основании опытов Гей-Люссак установил, что *относительное изменение объема данной массы газа при постоянном давлении прямо пропорционально изменению температуры Δt* :

$$\frac{V - V_0}{V_0} = \alpha \Delta t, \quad (\text{III.3})$$

где α — термический коэффициент объемного расширения, равный отношению изменению объема газа при нагревании на один градус, V_0 — начальный объем газа.

Уравнение (III.3) можно записать:

$$V = V_0 (1 + \alpha \Delta t). \quad (\text{III.4})$$

Экспериментально установлено значение термического коэффициента объемного расширения, который для всех газов одинаков и равен $\alpha \approx 1/273$.

Английский ученый Кельвин ввел абсолютную шкалу температур T , К, которая связана с температурой t по шкале Цельсия формулой:

$$T = t + 273. \quad (\text{III.5})$$

Тогда закон Гей-Люссака можно записать в более простой форме, применив температуру по шкале Кельвина (К):

$$1 + \alpha t = 1 + \frac{1}{273} (T - 273) = \alpha T,$$

то

$$V = V_0 \alpha T,$$

или

$$V/T = V_0 \alpha = \text{const.} \quad (\text{III.6})$$

Отсюда следует, что отклонение объемов одной и той же массы газа в различных состояниях при одном и том же давлении равно отношению абсолютных температур:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}. \quad (\text{III.7})$$

Уравнение Менделеева — Клапейрона. Из законов Бойля — Мариотта и Гей-Люссака можно получить уравнение, связывающее все три параметра p , V и T , характеризующие состояние данной массы газа m .

Согласно закону Гей-Люссака, при изменении температуры от T_1 до T_2 при неизменном давлении

$$\frac{V_1}{V'} = \frac{T_1}{T_2}, \quad (\text{III.8})$$

где V' — объем газа при температуре T_2 .

Теперь при неизменной температуре T_2 по закону Бойля — Мариотта получим:

$$p_1 V' = p_2 V_2. \quad (\text{III.9})$$

Отсюда найдем $V' = V_1 \frac{T_2}{T_1}$. Подставив это значение в уравнение (III.9), получим:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2}.$$

Отсюда произведение давления данной массы газа на объем, деленное на абсолютную температуру, есть величина постоянная, не зависящая от состояния, в котором находится газ:

$$pV/T = \text{const.}$$

Если возьмем количество газа V_0 , равное одному молю, тогда:

$$\frac{p_0 V_0}{T_0} = 8,31 \text{ Дж/(К·моль)}.$$

Для всех газов произведение давления на объем одного моля, отнесенное к абсолютной температуре, является постоянной величиной, и ее называют универсальной газовой постоянной R .

Если количество газа V равно 1 кг/моль, то $R=8310 \text{ Дж(кХ} \times \text{кг/моль)}$.

Для одного моля идеального газа тогда можно записать:

$$pV = RT.$$

Если возьмем массу газа m , равную произвольному числу молей $n=m/M.м$, где $M.м$ — молярная масса, то V для n молей газа при тех же значениях давления и температуры равен

$$V = nV = \frac{m}{M.м} V.$$

Отсюда для произвольной массы идеального газа получим уравнение состояния:

$$pV = \frac{m}{M.м} RT.$$

Это наиболее общее уравнение состояния идеального газа называют уравнением Менделеева — Клапейрона.

§ 2. Реальные газы

Реальные газы подчиняются уравнению состояния идеального газа лишь приближенно, и нужно вносить тем большую поправку, чем больше давление и ниже температура.

Для определения степени отклонения состояния нефтяных газов от идеальных пользуются коэффициентом сжимаемости z , который показывает отношение объема реального газа к объему идеального газа при одних и тех же условиях. Уравнение состояния реального газа имеет вид

$$\frac{pV}{T} = \frac{m}{M.м} zR.$$

Значение z для нефтяных газов определяется по справочнику.

Пример. Какой объем займет газ метан массой $m=48 \text{ кг}$ при стандартных условиях $t=20^\circ\text{C}$ и $p=101325 \text{ Па}$?

Решение. Так как давление и температура при стандартных условиях небольшие, можно воспользоваться уравнением Менделеева—Клапейрона для идеального газа

$$\frac{pV}{T} = \frac{m}{M.м} R,$$

где $p=101325 \text{ Па}$, $T=273+20=293 \text{ К}$, $m=48 \text{ кг}$, $M.м.=16,04 \text{ кг}$ — килограмм — молекула метана, $R=8310 \text{ Дж/(К·кг/моль)}$ — универсальная газовая постоянная.

Подставим эти значения в уравнения состояния:

$$1) \quad \frac{101325V}{293} = \frac{48}{16,04} \cdot 8310$$

$$V = \frac{48 \cdot 8310 \cdot 293}{101325 \cdot 16,04} = 71,91 \text{ м}^3.$$

2) Условия остаются те же, но определить объем этой же массы метана при давлении $p=4,0$ МПа. Так как давление значительное, необходимо воспользоваться коэффициентом сжимаемости, который для этих условий равен $z=0,92$. Тогда

$$\frac{4 \cdot 10^6 V}{293} = \frac{48}{16,04} z \cdot 8310 \quad V = \frac{48 \cdot 8310 \cdot 0,92 \cdot 293}{4 \cdot 10^6 \cdot 16,04} = 1,676 \text{ м}^3.$$

Без учета коэффициента сжимаемости эта масса заняла бы $1,822 \text{ м}^3$, что на $8,7\%$ больше фактического объема реального газа.

§ 3. Жидкости

Если в газах расстояние между атомами или молекулами в среднем во много раз больше размеров самих молекул, то в жидкостях молекулы расположены почти вплотную друг к другу.

Жидкости — это агрегатное состояние вещества, промежуточное между твердым и газообразным состояниями. Молекулы жидкости находятся непосредственно друг возле друга, и при попытке изменить объем жидкости даже на малую величину начинается деформация молекул жидкости. Этим объясняется малая сжимаемость жидкостей. Жидкость принимает форму сосуда, в котором она находится.

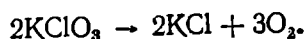
Наиболее распространенная жидкость — вода, химическая формула H_2O . До конца XVIII в. воду считали элементом, истинный ее состав как сложного вещества был установлен Лавуазье в 1773 г. синтезом из водорода и кислорода, а так же разложением при пропускании водяного пара над раскаленным железом.

Вода занимает особое место среди всех соединений вследствие первостепенной ее важности в самых разнообразных процессах и явлениях живой и неживой природы, а также в практическом использовании ее человеком.

Вода практически всегда сопутствует нефти в нефтяных месторождениях, используется для закачки в нефтяные пласты для поддержания давления и повышения нефтеотдачи пластов, извлечения солей на установках подготовки нефти и др.

Как правило, пластовые воды содержат большое количество растворенных в ней неорганических веществ (соли Na, Ca и др.). Если плотность чистой воды при 20°C составляет $0,998 \text{ г/мл}$, то плотность пластовых вод зависит от минерализации: при концентрации солей 643 г/л плотность может достигать $1,450 \text{ г/см}^3$. Наибольшей плотностью обладают хлоркальциевые воды, наименьшей — воды щелочные, так как они обычно менее минерализованы.

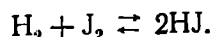
Химические реакции бывают обратимые и необратимые. Необратимые реакции протекают только в одном направлении, т. е. реакция идет до конца. Примером такой реакции может служить реакция разложения бертолетовой соли, которая при нагревании вся без остатка превращается в хлористый калий и кислород:



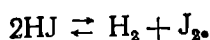
Ни при каких известных нам условиях получение бертолетовой соли из хлористого калия и кислорода невозможно.

Обратимые реакции при одних и тех же условиях могут идти как в ту, так и в другую сторону. Чтобы показать, что химический процесс обратим, в уравнении реакции ставят две стрелки $\rightleftharpoons$, показывающие, что реакция протекает как в прямом, так и в обратном направлении.

Если при комнатной температуре в закрытом сосуде смешать газообразный водород с парами иода, то вскоре в нем можно обнаружить иодоводород:



Если в закрытый сосуд поместить иодоводород, то через некоторое время в нем можно обнаружить пары иода, образующегося в результате реакции



Взаимодействие H_2 и J_2 вначале идет достаточно быстро, но по мере накопления HJ все с большей скоростью начинает протекать процесс разложения HJ на H_2 и J_2 , и через некоторое время скорость образования HJ станет равной скорости его разложения, а концентрации HJ , H_2 и J_2 перестают изменяться. Нам представляется, что реакция образования HJ остановилась и не идет дальше, а на самом деле идут обе реакции образования и разложения HJ , но количество образующегося и разлагающегося HJ в единицу времени одинаково. Иными словами, наступает химическое равновесие, т. е. такое состояние системы, при котором скорость образования продуктов реакции (прямая реакция) равна скорости их превращения в исходные продукты (обратная реакция). Из определения ясно, что *химическое равновесие — это равновесие динамическое, при котором происходит непрерывное образование и разложение образовавшихся молекул.*

При неизменных условиях равновесие может сохраняться как угодно долго, но стоит изменить условия, например, концентрацию одного из веществ или температуру, как равновесие нарушается, но через некоторое время скорости прямой и обратной реакций вновь выравниваются и устанавливается равновесие, но уже при иных концентрациях участвующих в реакции веществ.

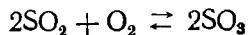
Концентрации реагентов при химическом равновесии называются *равновесными концентрациями.*

Переход системы от одного равновесного состояния к другому называется смещением, или сдвигом равновесия.

Закономерность изменения положения равновесия обратимых химических реакций установлена французским ученым Ле Шателье и носит название принципа или правила Ле Шателье:

если в равновесной системе изменить температуру, давление или концентрацию, то равновесие смещается в направлении реакции, противодействующей произведенному изменению.

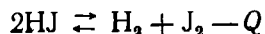
Например, если в равновесную систему



добавить кислород, то в системе усилится процесс, стремящийся понизить концентрацию кислорода, т. е. равновесие сместится в сторону образования SO_3 .

При повышении температуры, согласно принципу Ле Шателье, равновесие смещается в сторону реакции, идущей с поглощением тепла, а при понижении температуры — в обратную сторону.

Рассмотренная выше обратимая реакция разложения иодистого водорода идет с поглощением тепла



и с повышением температуры (вводом тепла извне) равновесие сдвигается вправо, увеличивается поглощение тепла, т. е. происходит процесс противодействия вводу тепла извне.

§ 5. Явление адсорбции

Представим себе твердое тело (например, кусочки угля) в газе. Внутри твердого вещества все силы, действующие между частицами, взаимно уравновешены, состояние же частиц, находящихся на поверхности, иное — их взаимодействия не уравновешены, и поэтому поверхность твердого тела притягивает молекулы из соседней газовой фазы, и концентрация на поверхности становится больше, чем в объеме газа, газ адсорбируется поверхностью твердого тела. Слово *адсорбция* означает поглощение у поверхности тела, в отличие от *абсорбции* — поглощения в объеме тела, например, растворения газа в объеме жидкости. Иногда вслед за адсорбцией происходит растворение адсорбированного вещества в поглотителе, т. е. переход его с поверхности внутрь адсорбента (абсорбция). Процессы адсорбции и абсорбции объединяются общим понятием сорбции, т. е. поглощения газов, паров и растворенных веществ твердыми телами и жидкостями. Вещества, на поверхности которых происходит адсорбция, называются *адсорбентами*.

Адсорбционные свойства определяются природой адсорбента, расположением частиц на его поверхности, размерами поверхности. Поверхность, приходящаяся на 1 г адсорбента, называется *удельной поверхностью*. Активные, т. е. хорошо поглощающие адсорбенты, обладают очень большой удельной поверхностью.

Пример высокодисперсных пористых тел с удельной поверхностью до $1000 \text{ м}^2/\text{г}$ — активный уголь (древесный уголь, прокаленный в струе водяного пара), силикагель, цеолиты.

Адсорбция на границе твердое тело — жидкость — основной метод извлечения примесей и очистки жидкостей. Адсорбция сопровождается выделением тепла, поэтому при повышении температуры происходит десорбция, и, наоборот, с понижением температуры равновесие смещается в сторону увеличения числа адсорбированных молекул.

Адсорбция различных веществ одним и тем же адсорбентом различна. Например, 1 г активного угля при 15°C и нормальном давлении адсорбирует $380 \text{ см}^3 \text{ SO}_2$, $99 \text{ см}^3 \text{ H}_2\text{S}$, $47,6 \text{ см}^3 \text{ CO}_2$, $16,2 \text{ см}^3 \text{ CH}_4$. Это свойство адсорбентов используют для разделения смесей.

Явление адсорбции широко используется в промышленной практике: активный уголь в противогазах поглощает многие отравляющие вещества (хлор, фосген, пирит и др.), на углеадсорбционных установках из нефтяных газов улавливают тяжелые углеводороды, силикагель, цеолит используют для осушки воздуха, нефтяного газа, хроматографический анализ также основан на адсорбции и др.

§ 6. Понятие о коллоидно-дисперсных системах. Нефтяные эмульсии

Если разболтать в стакане с водой порошок глины и дать отстояться, то вскоре крупные частицы осядут на дно, но жидкость еще долго будет оставаться мутной из-за мелких частиц, не оседающих на дно.

Если в колбу с водой добавить масло — эмульгатор и сильно размешать мешалкой, то в воде во взвешенном состоянии будут находиться мельчайшие капельки масла.

Жидкости, в которых во взвешенном состоянии находятся частицы твердого вещества, называются *суспензиями*, а жидкости, в которых во взвешенном состоянии находятся капельки другой жидкости, называются *эмульсиями*.

Суспензии и эмульсии содержат частицы более $0,1 \text{ мкм}$.

Всякая система, в которой одно вещество распределено в другом в виде более или менее мелких частиц, носит название *дисперсной системы*: раздробленное вещество называется *дисперсной фазой*, а окружающее его вещество — *дисперсионной средой*.

Если диаметр дисперсных частиц лежит в пределах от 100 до 1 мкм , то такие системы называются *коллоидными растворами*, или *золями*.

Коллоидные растворы отличаются от истинных растворов значительно большими размерами дисперсных частиц. В истинных растворах дисперсные частицы — это молекулы или ионы, а в коллоидных частицы состоят из многих молекул.

Коллоидные растворы довольно стойки и могут сохраняться

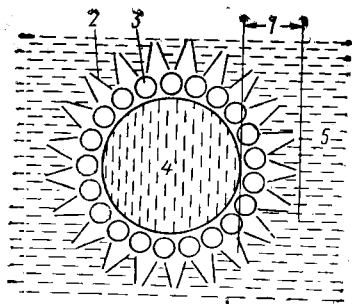


Рис. 12. Схематическое изображение пленки на поверхности глобул воды:

1 — толщина пленки; 2 и 3 — эмульгирующие вещества; 4 — капля воды, 5 — нефть

годами. Силы, препятствующие укрупнению частиц и разрушению золя, — это электрические заряды коллоидных частиц.

Происхождение зарядов объясняется адсорбцией коллоидными частицами находящихся в растворе ионов, так как в большинстве случаев образование коллоидных частиц происходит в среде, содержащей какой-нибудь электролит. Всякая причина, вызывающая уменьшение или уничтожение этих зарядов, приводит к разрушению коллоидного раствора.

Не только частицы коллоидных растворов, но и более грубые частицы суспензий всегда заряжены, поэтому прибавление электролитов к суспензиям способствует их быстрому осаждению.

Нефтяные эмульсии. При добыче нефти почти всегда приходится иметь дело с нефтяными эмульсиями. Нефтяные эмульсии бывают двух типов: вода в нефти и нефть в воде. Содержание воды в эмульсиях типа вода в нефти составляет от десятых долей процента до 90 % и более, эмульсии типа нефть в воде обычно содержат менее 1 % нефти.

Стойкость нефтяных эмульсий зависит от наличия в нефти особых веществ — природных эмульгаторов, которые в том или ином количестве всегда находятся в нефти, а также от концентрации воды, температуры и др. К эмульгаторам относятся асфальтены, смолы, нерастворимые органические кислоты и другие вещества, а также мельчайшие механические примеси, как ил, глина.

В процессе перемешивания нефти с пластовой водой (например, в трубопроводах, насосах) вода дробится на мелкие капельки (глобулы), на поверхности которых адсорбируются частицы эмульгатора и образуют пленку (рис. 12), препятствующую слиянию капелек воды.

При добавлении в нефть поверхностно-активных веществ (ПАВ) — деэмульгаторов они вытесняют с поверхности раздела фаз вода — нефть эмульгаторы, капли воды укрупняются, эмульсия теряет свою стойкость и разрушается. Разрушению эмульсии также способствуют нагревание, обработка растворителями, нахождение ее в электрическом поле и др.

§ 7. Понятие о качественном и количественном анализе

В настоящее время ни один из материалов не поступает в производство и не выпускается без данных анализа, характеризующих его качество.

Качественный и количественный анализы веществ рассматриваются в аналитической химии. При помощи *качественного* анализа устанавливают, из каких элементов (или ионов) состоит исследуемое вещество. С помощью *количественного* анализа определяют количественное содержание отдельных элементов или соединений, входящих в состав вещества, устанавливают химическую формулу вещества по содержанию его составных частей.

В тех случаях, когда неизвестно происхождение и качественный состав анализируемого материала, количественному анализу всегда предшествует качественный. Качественное испытание уже в какой-то мере ориентировочно позволяет оценить содержание компонента, например, по количеству осадка, интенсивности окраски.

Методы качественного анализа. В качественном анализе используют главным образом легко выполнимые, характерные для данного элемента химические реакции с легко наблюдаемыми результатами (изменение окрашивания раствора, появление или растворение осадка и др.) и с достаточно высокой чувствительностью.

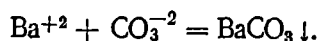
Обычно анализ неорганических веществ производят «сухим» или «мокрым» способом.

Анализ «сухим» способом часто применяют для предварительных испытаний и при исследовании минералов, например, по характерному, присущему одному из элементов изменению цвета пламени при внесении в него на платиновой игле исследуемого вещества. При воздействии на сульфиды металлов кислотой выделяется сероводород, легко определяемый по специфическому запаху тухлых яиц.

Качественный анализ «мокрым» способом осуществляют в растворах макро-, полумикро-, микро- и ультрамикрометодами, которые отличаются в основном количеством взятого для исследования материала и техникой работы.

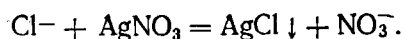
В большинстве случаев искомый элемент (ион) приходится обнаруживать в растворе в присутствии других ионов, поэтому наибольшее практическое значение имеют специальные реакции, позволяющие обнаруживать данный элемент даже при небольших его концентрациях в присутствии большого числа других элементов — их катионов или анионов.

Анализ катионов и анионов проводят отдельно. Катионы с помощью групповых реагентов разделяют на группы, которые в свою очередь с помощью других реагентов подразделяют на подгруппы, а внутри подгрупп возможно непосредственное обнаружение соответствующих катионов. Например, для группы катионов Ba^{2+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} групповым реактивом — осадителем служит карбонат аммония.



Анионы не имеют общеустановленного деления на группы, хотя и для них предложены схемы группового деления. На-

например, анионы Cl^- , Br^- , I^- , S^{2-} характеризуются тем, что AgNO_3 дают осадок, не растворимый в HNO_3 , а с BaCl_2 осадка не образуют.



Качественный анализ органических веществ резко отличается от качественного анализа неорганических веществ: сначала проводят реакции, определяющие принадлежность вещества к какому-либо классу органических соединений, а затем реакции, характерные для данного соединения.

Методы количественного анализа. Классическими методами количественного анализа являются массовый анализ, основанный на измерении массы продукта реакции, в которой участвует определяемое вещество, и объемный анализ, заключающийся в измерении количества реактива, израсходованного на реакцию с определяемым веществом, или измерении объема анализируемого газа после поглощения какой-либо составной его части (газовый анализ).

Наряду с химическими методами в количественном анализе используются физико-химические и чисто физические методы, основанные на измерении физических величин, зависящих от количества определяемого вещества, например показатели преломления, электропроводности, радиоактивности, поверхностного натяжения и др.

В количественном анализе органических веществ определению элементов обычно предшествует разложение вещества до CO_2 , H_2O , N_2 , NH_3 и др., а дальнейшее определение выполняется методами анализа неорганических веществ.

Контрольные вопросы

1. Уравнение состояния идеального газа.
2. Отличие реальных газов от идеального. Коэффициент сжимаемости z .
3. Что такое химическое равновесие? Как смещается равновесие при изменении условий (принцип Ле Шателье)?
4. Что такое адсорбция? Основное отличие адсорбции от абсорбции.
5. Что такое суспензия, эмульсия?
6. Что такое коллоидные растворы? Чем объясняется стойкость коллоидных растворов?
7. Причины образования нефтяных эмульсий?
8. Назовите факторы, способствующие разрушению нефтяных эмульсий.
9. Что такое качественный анализ?
10. Что такое количественный анализ?
11. Какие методы используются в количественном анализе?

§ 1. Основные понятия о нефтяных и газовых залежах
и месторождениях

Нефть насыщает поры, трещины и каверны, имеющиеся в горных породах в недрах Земли. Естественное скопление нефти в недрах Земли называется нефтяной залежью. Практически всякая нефтяная залежь содержит и нефтяной газ, который или находится в свободном состоянии, или полностью растворен в нефти. Поэтому нефтяная залежь по существу является нефтегазовой.

Помимо нефтегазовых залежей в природе встречаются чисто газовые, а также газоконденсатные залежи. В газоконденсатных залежах при снижении давления и температуры помимо газа в порах пласта может содержаться некоторый объем конденсата. Совокупность залежей нефти или газа, расположенных на одном участке земной поверхности, представляет собой нефтяное или газовое месторождение. Число нефтяных или газовых пластов на месторождениях может быть различным — от одного до нескольких десятков. Одно из важных условий сохранения нефтяной или газовой залежи (месторождения) — наличие непроницаемой покрывки, состоящей преимущественно из глинистых пород.

Обычным спутником нефти в нефтяных залежах являются пластовые воды. Часто эти воды находятся в тех же пластах, что и нефть.

При наличии в нефтяном пласте свободного газа, нефти и воды вода располагается в нижней части пласта, так как плотность ее наибольшая, а газ, имеющий наименьшую плотность и наибольшую подвижность, — в верхней части пласта в виде газовой шапки. Если свободного газа в порах пласта не содержится, то нефть вместе с растворенным газом занимают повышенную часть пласта.

Было установлено, что нефтяные и газовые части пластов не бывают насыщены только нефтью или только газом. Как правило, в этой зоне пласта кроме нефти и газа содержится также вода, которая в виде тончайших пленок обволакивает зерна горных пород. Эта вода при эксплуатации нефтяной залежи остается неподвижной, и ее называют остаточной, или связанной. В большинстве нефтяных и газовых коллекторов количество связанной воды обычно колеблется в пределах 20—30 %.

Нефтяные месторождения наиболее часто приурочены к структурам антиклинального строения — выпуклым складкам и куполам различной степени сложности.

По характеру коллекторов нефтяные залежи делятся на пластовые, массивные и литологически ограниченные. Среди пласто-

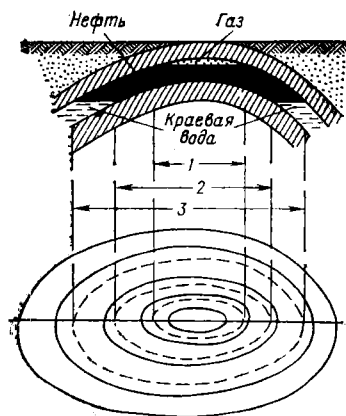


Рис. 13. Схема нефтегазовой залежи сводового типа:

1 — контур газоносности; 2 — внутренний контур нефтеносности; 3 — внешний контур нефтеносности

вых залежей выделяются сводовые, расположенные в сводовых частях структур антиклинального строения.

На рис. 13 показана схема пластовой нефтегазовой залежи сводового типа.

Геометрические размеры залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость. Длина залежи равна расстоянию по большой оси ее между крайними точками внешнего контура нефтеносности, а ширина залежи — расстоянию по малой оси между крайними точками. Высотой залежи называется расстояние по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки. *Водонефтяным* контактом называется поверхность раздела нефти и воды.

Линию пересечения поверхности водонефтяного контакта с кровлей пласта называют *внешним контуром неф-*

теносности, а с подошвой пласта — *внутренним контуром нефтеносности*.

Если залежь имеет газовую шапку, линия пересечения поверхности нефтегазового раздела с кровлей пласта представляет контур газоносности.

§ 2. Понятие о физических параметрах нефтяного пласта

Породы нефтяной (газовой) залежи характеризуются пористостью, проницаемостью, насыщенностью нефтью и водой.

Одно из основных свойств горных пород — *пористость* — наличие в них пустот (пор, каверн, трещин и т. д.). Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть, газ и воду.

Величина пористости определяется как отношение объема пор образца породы к объему этого образца:

$$m = \frac{V_p}{V_o} 100, \quad (IV.1)$$

где m — пористость породы, %; V_p — объем пор образца породы; V_o — объем образца породы.

Пористость породы зависит от взаимного расположения и плотности «укладки» зерен, формы зерен и степени их окатанности, степени отсортированности частиц, слагающих породу, наличия цементирующего материала и т. д. В природных условиях пористость обычно колеблется в значительных пределах, так как зерна породы имеют самые различные очертания, в связи с чем

более крупные поры могут быть заполнены мелкими зернами породы или цементирующим веществом.

Возможные пределы (%) изменения пористости основных осадочных пород следующие.

Пески	6—52
Песчаники	3—29
Известняки и доломиты	0,65—30
Глины	0,54—50

Песчаники, средняя пористость которых не превышает 10 %, обычно характеризуются плохими коллекторскими свойствами, и практически из таких песчаников трудно добыть нефть, хотя они и могут быть пропитаны ею.

В карбонатных породах (известняках и доломитах) могут быть мелкие или крупные поры, каверны, трещины. Наличие трещин, даже если общая пористость породы менее 7—10 %, имеет большое влияние на дебиты скважин.

Важнейший фактор, характеризующий коллекторские свойства породы, — *проницаемость*. Под проницаемостью горной породы понимают способность ее пропускать жидкость или газ. Проницаемость зависит от размеров пор и каналов, связывающих поры пласта.

Почти все осадочные породы, например пески, песчаники, конгломераты, известняки и доломиты, в большей или меньшей степени проницаемы. Однако плотные известняки и доломиты, несмотря на значительную иногда пористость, вследствие ничтожно малой величины отдельных пор и каналов могут быть проницаемы только для газа и то при весьма больших перепадах давления. Глины же практически непроницаемы для жидкости и газа.

За единицу измерения проницаемости принимают 10^{-12} м² соответствующей проницаемости такой пористой среды, через поперечное сечение образца которой площадью 1 см² при перепаде давления 0,1 МПа на 1 см расход жидкости вязкостью 1 МПа·с составляет 1 см³/с. Проницаемость нефтесодержащих пород в среднем находится в пределах $(0,2—1,02) \cdot 10^{-12}$ м².

Проницаемость глин составляет тысячные доли микрометра в квадрате. Чем выше проницаемость пластов, тем выше дебиты пробуренных на них скважин.

Жидкости и газы в пласте находятся при определенных давлении и температуре. Пластовое давление и температура, наряду с другими параметрами пласта, имеют влияние на дебиты скважин и условия эксплуатации залежей.

В начальный период эксплуатации нефтяного месторождения пластовое давление и температура называются *начальными*.

Величина начального пластового давления находится в прямой зависимости от глубины залегания данного нефтяного или газового пласта. Чем глубже находится нефтяной пласт, тем больше пластовое давление, и наоборот. В большинстве случаев величина пластового давления (МПа) приблизительно равна гидростатиче-

скому давлению столба воды, соответствующего глубине залегания пласта, т. е.

$$p = H\rho g, \quad (IV.2)$$

где H — глубина залегания пласта, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с².

По формуле (IV.2) можно подсчитать величину пластового давления весьма ориентировочно, так как бывают нефтяные или газовые месторождения с чрезвычайно высокими пластовыми давлениями — иногда пластовое давление может превысить гидростатическое в 2 раза. Фактическую величину пластового давления на месторождении определяют при помощи манометров, спускаемых в скважины.

В ходе разработки нефтяного месторождения тщательно измеряют пластовые давления и составляют карты изобар, отражающие состояние пластового давления в целом по месторождению.

Температура пласта, как и давление, по мере увеличения глубины растет. Повышение температуры с увеличением глубины на каждые 100 м называется *геотермическим градиентом*. Он колеблется в разных местах в зависимости от характера горных пород и геологического строения данного района и в среднем принимается равным около 3 °С на 100 м. Соответственно этому и температура продуктивных пластов колеблется от 10 до 90 °С и более.

Температура влияет на подвижность нефти в самом пласте, а при добыче парафинистых нефтей как на состояние разработки месторождения, так и на надежность работы наземного оборудования по сбору и подготовке нефти. Если пластовая температура ниже температуры выпадения из нефти кристаллов парафина, они могут закупорить призабойную зону скважин, и приток нефти в нее уменьшится или прекратится. Выпадение и отложение кристаллов парафина из продукции скважин на внутренних стенках трубопроводов может привести, особенно в зимнее время, к полной закупорке этих трубопроводов и прекращению поступления продукции в пункты сбора, подготовки нефти, газа и воды.

Высокая температура пластовой нефти способствует надежной работе нефтепромысловых коммуникаций. В отдельных случаях можно даже исключить подогрев нефти на установках подготовки нефти.

§ 3. Режимы работы нефтегазоносных пластов. Методы поддержания пластовых давлений

Режимы работы нефтегазоносных пластов определяются характером проявления движущих сил в залежи, зависящих от физико-геологических природных условий, а также мероприятий, проводимых при разработке и эксплуатации месторождения. О режиме работы пласта можно судить по изменению дебита скважин и пластового давления с течением времени, по изменению давления

в зависимости от отбора жидкости, по величине *газового фактора*¹ и т. д.

В настоящее время выделяют следующие основные режимы работы нефтяных пластов:

- 1) водонапорный;
- 2) упругий и упруго-водонапорный;
- 3) газонапорный (или режим газовой шапки);
- 4) режим растворенного газа;
- 5) гравитационный.

При *водонапорном* режиме основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор краевых или подошвенных вод. В процессе эксплуатации залежи дебиты скважин и пластовые давления остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и поступлением воды в пласт. При нарушении этого баланса давление зависит от текущего отбора жидкости. Газовые факторы остаются низкими и постоянными, если не нарушается указанный баланс и давление не падает ниже давления растворимости газа в нефти. Во время эксплуатации наблюдаются непрерывное перемещение контура нефтеносности и обводнение нефтяных скважин.

Упругие силы пласта могут проявляться при любом режиме, поэтому *упругий и упруго-водонапорный* режимы правильнее рассматривать как фазы водонапорного режима. В этих фазах основной источник энергии — упругость жидкостей (нефти и воды) и горных пород. Упругий и упруго-водонапорный режимы наиболее ярко проявляются при плохом сообщении или отсутствии сообщения нефтяной залежи с *областью питания*² или весьма значительной отдаленности (50—100 км) области питания от залежи нефти.

Упругий или упруго-водонапорный режимы характеризуются значительным падением пластового давления в начальный период эксплуатации. Дебиты скважин также соответственно уменьшаются, причем вначале довольно интенсивно, затем уменьшение дебита замедляется. Газовый фактор, как и при водонапорном режиме, обычно остается постоянным до тех пор, пока давление чения газовых факторов начинают резко повышаться.

Основная энергия, под действием которой нефть продвигается по пласту при газонапорном режиме, — напор газа газовой шапки. При наличии огромной по сравнению с залежью нефти газовой шапки в процессе эксплуатации залежи дебиты скважин и пластовое давление остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором нефти и скоростью продвижения контакта газ — нефть.

¹ Под газовым фактором понимают количество нефтяного газа (m^3), приведенное к стандартным условиям ($t=+20^\circ C$, $p=0,101$ МПа), приходящееся на 1 т извлеченной нефти.

² Областью питания называется часть земной поверхности, с которой в данный нефтеносный горизонт поступают выпадающие на нее атмосферные осадки.

В этих условиях пластовое давление зависит от суммарного отбора жидкости из пласта и непрерывно снижается. По мере извлечения нефти из пласта и снижения давления в нефтяной зоне газовая шапка расширяется и газ продвигает нефть в пониженные части пласта к забоям скважин.

При режиме растворенного газа нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии расширяющегося газа при выделении его из нефти. В процессе эксплуатации залежи дебит скважин и пластовое давление непрерывно снижаются. Давление зависит от суммарного отбора нефти из пласта. Газовые факторы в начальной стадии разработки быстро возрастают, а в дальнейшем по мере истощения залежи снижаются.

При *гравитационном* режиме нефть движется по пласту к забоям скважин за счет силы тяжести самой нефти. Различают напорно-гравитационный режим и режим со свободным зеркалом нефти. Напорно-гравитационный режим наблюдается при высокой проницаемости пород и более или менее крутом наклоне пласта, что облегчает продвижение нефти в его пониженные части. При этом режиме дебиты скважин, особенно тех, которые расположены далеко вниз по падению пласта, могут быть более или менее высокими.

Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти обычно наблюдается в полого залегающих пластах с плохими коллекторскими свойствами. Нефть притекает лишь с площади, находящейся в зоне расположения данной скважины. Дебиты в этом случае низкие.

§ 4. Понятие о разработке нефтяного месторождения

Под разработкой нефтяного месторождения подразумевается целый комплекс мероприятий, связанный с извлечением нефти из продуктивных пластов на поверхность: разбуривание месторождения, управление движением жидкости в пласте оптимальным размещением скважин и установлением режима их работы, регулирование баланса пластовой энергии.

Эффективность разработки нефтяного месторождения зависит от многих причин. К основным факторам, влияющим на эффективность разработки нефтяных месторождений, относятся природные условия и деятельность людей, направленная на наиболее рациональное использование этих природных условий для извлечения максимального количества нефти при минимальных трудовых и денежных затратах.

Под природными условиями нефтяных месторождений понимают: а) геологическую характеристику пластовой системы, геометрические размеры месторождения, наличие подпора контурных и подошвенных вод, наличие газовой шапки и режим работы пласта; б) физические свойства пласта — проницаемость, пористость, нефте- и водонасыщенность; в) физические и физико-химические свойства жидкостей и газов в пласте — плотность, вязкость,

сжимаемость, насыщенность нефти и воды газом, степень минерализации воды и т. д.; г) физические условия в пласте — давление, температура; д) химический состав нефти, воды, газа.

Геометрические размеры месторождений (залежи), а также физические свойства пласта прежде всего влияют на геологические запасы нефти и газа. Общие геологические запасы нефти в данном месторождении (залежи) определяются подсчетом объема нефти, залегающей в порах пласта, по следующей формуле:

$$Q_{\text{общ}} = F h_{\text{эф}} m_{\text{эф}} k_n \rho \frac{1}{B}, \quad (\text{IV.3})$$

где $Q_{\text{общ}}$ — общие геологические запасы нефти, т; F — площадь нефтеносности, м²; $h_{\text{эф}}$ — нефтенасыщенная (эффективная) толщина пласта, м; $m_{\text{эф}}$ — эффективная пористость нефтесодержащих пород, доли единицы; k_n — коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы; ρ — плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³; B — объемный коэффициент нефти.

Однако при существующих методах разработки не весь объем нефти, находящийся в порах пласта, может быть извлечен на поверхность. В связи с этим вводится понятие промышленных запасы нефти. Под промышленными запасами нефти понимается объем нефти или газа, извлекаемый при наиболее полном и рациональном использовании современной техники.

В зависимости от геологических условий, режима разработки нефтяных месторождений, физико-химических свойств нефти и газа и т. д. фактические объемы извлекаемой из недр нефти могут колебаться в широких пределах. *Отношение количества добытой из месторождения нефти к геологическим запасам называется коэффициентом нефтеотдачи.*

Коэффициент нефтеотдачи зависит от многих факторов: от физических свойств пород и пластовых жидкостей, от сетки расположения скважин, порядка ввода их в эксплуатацию, интенсивности отбора жидкостей из пласта, степени воздействия на пласт нефтевытесняющих агентов и т. д.

Величина коэффициента нефтеотдачи колеблется в широких пределах: от 0,15 до 0,8; это означает, что из недр может быть извлечено от 15 до 80 % заключенной в них нефти.

Согласно проведенным исследованиям, коэффициенты нефтеотдачи в зависимости от режима работы пласта могут принимать следующие значения.

Водонапорный режим	0,5—0,8
Газонапорный режим	0,4—0,7
Гравитационный режим	До 0,5
Режим растворенного газа	0,15—0,3

Наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи можно получить при водонапорных режимах месторождений, когда нефтеносная залежь находится под активным воздействием напора естественных пластовых вод или воды, нагнетаемой в продуктивный пласт.

Наиболее низкие коэффициенты нефтеотдачи получаются при режиме растворенного газа и гравитационном.

При разработке месторождений тяжелых вязких нефтей коэффициенты нефтеотдачи могут быть даже ниже 0,15 и составить 0,02—0,005.

В связи с тем, что коэффициент нефтеотдачи даже при одних и тех же режимах пласта может быть различным, уже при составлении проекта разработки месторождения рассматривается несколько вариантов разработки, отличающихся друг от друга числом скважин, очередностью их бурения, различными способами поддержания давления. Затем из всех возможных вариантов выбирают наиболее рациональный, при котором залежь разбуривают минимально допустимым числом скважин, обеспечивающим получение заданных объемов добычи нефти при минимальных капитальных вложениях и минимальной себестоимости нефти, однако при этом должен быть достигнут возможно больший коэффициент нефтеотдачи.

Существует много методов увеличения коэффициента нефтеотдачи. Основные из них рассмотрены ниже.

§ 5. Методы увеличения нефтеотдачи пластов

Для получения более высоких коэффициентов нефтеотдачи и достижения высоких темпов отбора нефти методы поддержания пластового давления закачкой воды в продуктивные пласты нашли самое широкое применение на нефтяных месторождениях нашей страны.

Закачкой воды на месторождении фактически создается жесткий водонапорный режим, обеспечивающий высокую нефтеотдачу пласта.

Из способов заводнения пластов применяют методы закачки воды в законтурную часть пласта (законтурное заводнение), а также внутриконтурное, очаговое, площадное и т. д.

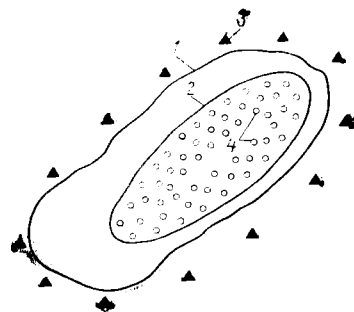


Рис. 14. Схема законтурного заводнения:

1 — внешний контур нефтеносности; 2 — внутренний контур нефтеносности; 3 — нагнетательные скважины; 4 — добывающие скважины

При законтурном заводнении воду закачивают в пласт через нагнетательные скважины, специально пробуренные за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи. Добывающие же скважины размещают внутри залежи рядами, параллельно контуру нефтеносности (рис. 14).

При внутриконтурном заводнении нефтяное месторождение разрезается рядами нагнетательных скважин на несколько самостоятельных площадей (рис. 15). Закачиваемая вода вытесняет нефть по обе стороны нагнета-

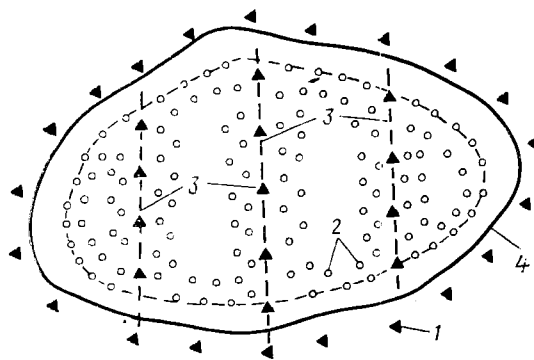


Рис. 15. Схема внутриконтурного заводнения:
1 — нагнетательные законтурные скважины; 2 — добывающие скважины; 3 — разрезающие ряды нагнетательных скважин; 4 — контур нефтеносности

тельного ряда в сторону добывающих скважин, которые бурят несколькими рядами параллельно нагнетательному ряду. На крайних участках месторождения закачивают воду в нагнетательные скважины за контуром нефтеносности, в таком случае внутриконтурное заводнение будет дополнено законтурным заводнением.

Иногда при сложном геологическом строении месторождения может потребоваться бурение отдельных нагнетательных скважин. Такая избирательная закачка воды на отдельные участки называется *очаговым заводнением*. Очаговое заводнение — эффективное средство для вытеснения нефти из пластов, не охваченных воздействием внутриконтурного и законтурного заводнения, и способствует повышению нефтеотдачи в целом по месторождению.

Наряду с этими традиционными методами повышения нефтеотдачи проходят лабораторные и промышленные испытания новые методы повышения нефтеотдачи, к которым относятся: полимерные и щелочные заводнения, а также закачка углекислого газа и углеводородных газов.

Для повышения коэффициента нефтеотдачи при разработке тяжелых и вязких нефтей наибольшее распространение находит закачка пара в продуктивные пласты.

§ 6. Способы добычи нефти

Существуют два способа добычи нефти: фонтанный и механизированный. Если нефть изливается на поверхность под действием естественной энергии нефтяного пласта, способ добычи называется *фонтанным*, если же энергии пласта недостаточно для подъема жидкости на поверхность и приходится применять дополнительное оборудование для восполнения недостающей энергии, способ добычи называется *механизированным*. В зависимости от вида дополнительной энергии механизированный способ подразделяется на *газлифтный* (компрессорный и бескомпрессорный) и *насосный*

(скважины оборудованы штанговыми или электроцентробежными насосами).

Фонтанный способ добычи нефти — наиболее дешевый и наименее трудоемкий по сравнению с другими.

Оборудование фонтанной скважины состоит из следующих основных элементов: колонны подъемных (насосно-компрессорных)¹ труб, устьевой фонтанной арматуры с выкидными линиями и технических манометров.

Подъемные трубы служат для подъема на поверхность земли продукции фонтанной скважины. Подъемные трубы выпускают с гладкими и высаженными концами, с внутренним диаметром 40,3; 50,3; 62,0; 75,9; 88,6 и 100,3 мм. Обычно в фонтанные скважины пускают колонну труб одного диаметра.

Для предотвращения отложения парафина в колонне подъемных труб внутренние стенки их покрывают эпоксидными смолами, остекловывают или эмалируют. Однако следует иметь в виду, что нанесение покрытий на внутренние стенки эксплуатационных труб — довольно дорогостоящая операция.

Для подвешивания колонны подъемных труб, герметизации кольцевого пространства между обсадной колонной и колонной подъемных труб, контроля работы скважины и направления газожидкостной смеси в выкидную линию устье скважины оборудуют стальной фонтанной арматурой.

Фонтанную арматуру, которая состоит из трубной головки и фонтанной елки, собирают из толстостенных стальных тройников, крестовин и задвижек. Выпускается *тройниковая* и *крестовая* фонтанная арматура. Тройниковую арматуру используют обычно при наличии в продукции скважин песка. Наиболее распространена крестовая арматура, применяемая всюду при устойчивых породах в забое скважин. Крестовая арматура имеет меньшую высоту по сравнению с тройниковой и поэтому более удобна для обслуживания. Фонтанную арматуру выпускают с запорными устройствами двух типов: с задвижками и кранами. Основное требование, предъявляемое к запорным устройствам, — обеспечение абсолютной герметичности.

При эксплуатации фонтанных скважин иногда возникают осложнения. К ним относятся: запарафинирование подъемных труб, отложения солей, образование песчаной пробки и т. д.

Механизированный способ добычи нефти. При механизированном способе добычи нефть из пласта на поверхность поднимают при помощи газлифта (компрессорного и бескомпрессорного), электроцентробежных насосов и штанговых насосов.

Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин является как бы продолжением фонтанного способа добычи с той разницей, что при фонтанировании источником энергии служит газ, поступающий

¹ Подъемные трубы фонтанных скважин называют также насосно-компрессорными в связи с тем, что после прекращения фонтанирования эти скважины переводят на механизированный способ добычи.

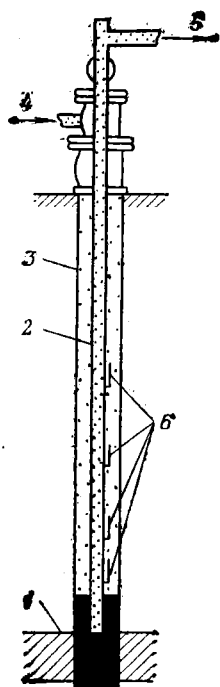


Рис. 16. Оборудование газ-
лифтной скважины;

1 — продуктивный пласт, 2 —
насосно-компрессорные трубы;
3 — эксплуатационная колон-
на; 4 — нагнетаемый газ; 5 —
продукция скважины; 6 —
газлифтные клапаны

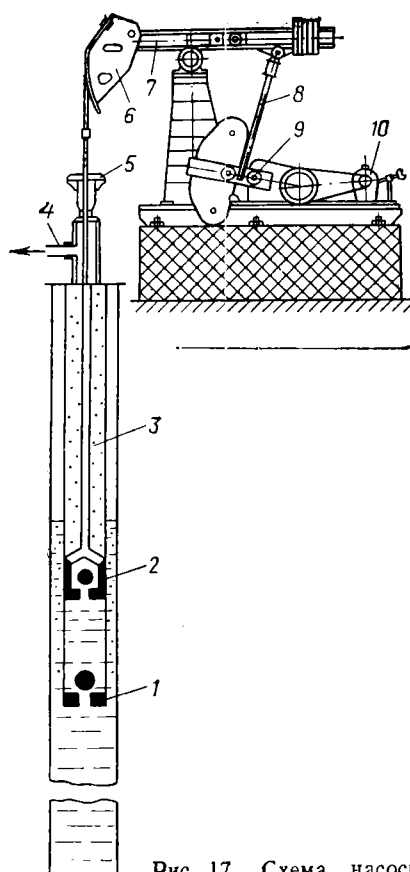


Рис. 17. Схема насосной установки

вместе с нефтью из пласта, а при газлифтной эксплуатации подъем жидкости осуществляется при помощи сжатого газа, нагнетаемого в скважину с поверхности. Газ на поверхности сжимают в компрессорах или используют газ высокого давления из ближайших газовых месторождений или газоносных пластов. В первом случае газлифт называется *компрессорным*, во втором — *бескомпрессорным*.

Оборудование газлифтной скважины показано на рис. 16. Оно почти не отличается от оборудования фонтанных скважин, только в подъемных трубах устанавливают газлифтные клапаны с интервалом, зависящим от глубины скважины. Три верхних клапана пусковые; роль их сводится к обеспечению снижения уровня столба жидкости в скважине с целью возбуждения притока из пласта в момент освоения скважины. Нижний газлифтный клапан — рабочий, через него в подъемник поступает газ высокого давления, нагнетаемый в затрубное пространство. Пусковые клапаны при работе газлифтной скважины закрыты.

При непрерывной подаче сжатого газа в подъемник жидкость, поступающая из пласта в подъемные трубы, разгазируется, поднимается до устья скважины и поступает в выкидную линию скважины. Обслуживание газлифтной скважины практически не отличается от обслуживания фонтанной скважины.

Насосная эксплуатация скважин. При насосной эксплуатации жидкость из скважин на поверхность поднимают насосами — в основном штанговыми и бесштанговыми (погружными электроцентробежными).

Откачка нефти из скважин при помощи штанговых насосов получила широкое распространение вследствие их простоты и сравнительной дешевизны. Штанговые насосы позволяют отбирать нефть с глубин до 2500 м. Насосными установками можно отбирать до 500 м³ жидкости в сутки в зависимости от диаметра и глубины спуска насоса. Схема насосной установки приведена на рис. 17. Основными элементами ее являются: колонна насосных труб и насос с плунжером, подвешенный на штангах. Эти элементы относятся к подземному оборудованию скважины. Насос приводится в движение от станка-качалки, расположенного на поверхности земли и состоящего из балансира, шатунно-кривошипного механизма и двигателя.

Насос представляет собой обычный поршневой насос одинарного действия с проходным поршнем (плунжером). В нижней части насоса установлен приемный клапан 1, открывающийся только вверх. Плунжер насоса, несущий на себе нагнетательный клапан 2, подвешивается на колонне насосных штанг 3. Верхняя штанга пропускается через устьевой сальник 5 и соединяется с головкой балансира 7 станка-качалки. При помощи шатунно-кривошипного механизма 8, 9 головка 6 балансира передает возвратно-поступательное движение колонне штанг и подвешенному на них плунжеру. Станок приводится в действие электродвигателем 10 через систему передач.

При ходе штанг вверх верхний клапан 2 закрыт, так как на него действует давление вышележащего столба жидкости. При этом под действием столба жидкости в кольцевом пространстве открывается приемный клапан 1, и жидкость поступает в цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз нижний клапан закрывается, а верхний открывается и, через полый плунжер жидкость выдавливается из цилиндра насоса в насосные трубы. При непрерывной работе насоса в результате подкачки жидкости уровень ее в насосных трубах поднимается до устья, и она поступает в выкидную линию через тройник 4.

Из бесштанговых насосных установок наиболее широко применяют установки центробежных насосов (УЭЦН).

Преимущества электроцентробежных насосов — простота обслуживания, высокая подача (до 1500 м³/сут), относительно большой межремонтный период работы (12—15 мес., иногда и более). Они могут успешно работать как в вертикальных, так и в наклонных скважинах.

Центробежный электронасос (рис. 18) состоит из расположенных вертикально на общем валу многоступенчатого центробежного насоса, электродвигателя и протектора, служащего для защиты электродвигателя от попадания в него пластовой жидкости. Питание электродвигатель получает по бронированному кабелю, спускаемому вместе с насосными трубами, у башмака которых устанавливается насос.

§ 7. Мероприятия по увеличению производительности скважин

Производительность нефтяных и газовых скважин, а также приемистость нагнетательных зависят главным образом от проницаемости пород, складывающих продуктивный пласт. Естественная проницаемость пород под влиянием тех или иных причин может ухудшаться, что приводит к снижению дебита добывающих скважин и ухудшению приемистости нагнетательных скважин.

Ухудшение проницаемости пласта происходит обычно в призабойной зоне как добывающих, так и нагнетательных скважин. Загрязнение призабойной зоны пласта происходит уже в процессе бурения в результате проникновения в пласт жидкостей и взвесей твердых веществ (глинистого раствора, частиц разбуриваемой породы и др.).

Загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин может происходить и в процессе эксплуатации выпадающими из нефти парафином и смолистыми веществами, а также взвешенными частицами, выносимыми из пласта. Призабойная зона нагнетательных скважин может засоряться твердыми частицами с нагнетаемой водой. Все это ухудшает сообщаемость скважины с пластом и затрудняет приток нефти из пласта в скважину и поступления воды в пласт из нагнетательных скважин.

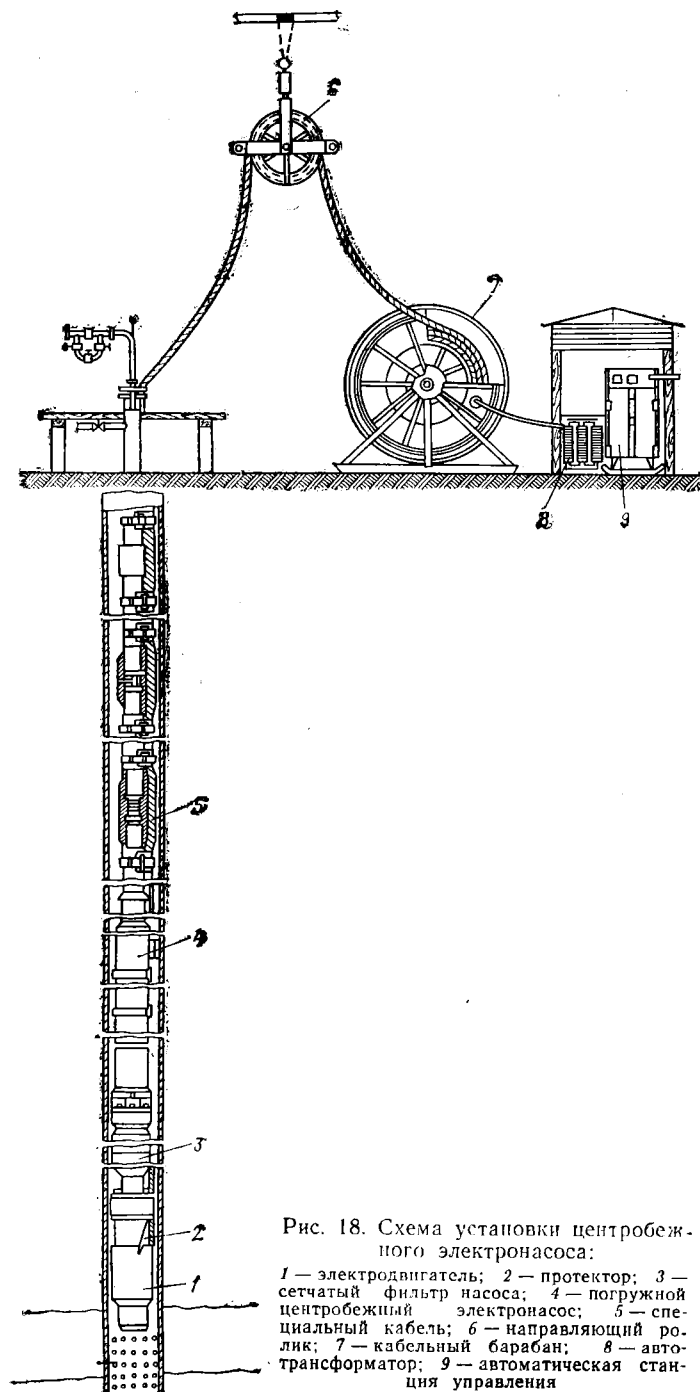
Для улучшения проницаемости призабойной зоны и повышения производительности скважин применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин. Их условно можно разделить на химические, механические и тепловые. Для получения лучших результатов эти методы часто применяют в комбинации друг с другом.

Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества.

Механические методы обработки применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, для увеличения их трещиноватости.

Тепловые методы применяют для удаления из поровых каналов призабойной зоны отложений парафина, смол.

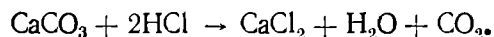
Кислотная обработка призабойной зоны скважин. Метод кислотной обработки основан на растворении твердых минеральных веществ, загрязняющих призабойную зону, а также минералов, образующих породу коллектора, в водном растворе кислоты. Для



обработки призабойной зоны, сложенной карбонатными породами, применяют растворы соляной кислоты. При обработке призабойной зоны скважин, сложенных песчаниками с карбонатным или глинистым цементом, используют смесь соляной и плавиковой кислот, называемую *глинокислотой*.

Метод солянокислотной обработки скважин основан на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы — известняки, доломиты и др., слагающие продуктивные пласты некоторых нефтяных месторождений. Наиболее пригодным для обработки является 8—15%-ный раствор соляной кислоты.

При взаимодействии соляной кислоты с карбонатными породами протекают следующие основные реакции:



Количество кислоты для обработки скважины выбирают в зависимости от толщины пласта, химического состава породы и т. д., обычно в среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала призабойной зоны.

При обработке призабойной зоны глинокислотой содержание плавиковой кислоты в водном растворе кислот составляет от 1,5 до 6 %, соляной — от 10 до 15 %.

В результате действия глинокислоты растворяются глинистые включения и частично кварцевый песок. Кроме того, при воздействии глинокислоты глины утрачивают пластичность и способность к разбуханию, а взвесь их в воде теряет свойства коллоидного раствора. Все это способствует очистке порового пространства призабойной зоны скважины.

Тепловое воздействие на призабойную зону скважин. Тепловые методы воздействия на призабойную зону применяют при эксплуатации скважин, дающих парафинистые и смолистые нефти. Призабойную зону прогревают горячей нефтью, а также термохимическими способами обработки скважин. В последнее время удаление смоло-парафиновых отложений в призабойной зоне скважин успешно происходит при закачке в пласт нестабильного конденсата, который растворяет смоло-парафиновые отложения, которые затем вместе с конденсатом выносятся на поверхность.

Гидравлический разрыв пласта относится к методу механического воздействия на призабойную зону для повышения проницаемости призабойной зоны пласта.

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в образовании и расширении в пласте трещины созданием высоких давлений на забое скважины жидкостью, закачиваемой в скважину с поверхности. В образовавшиеся трещины нагнетают отсортированный крупнозернистый песок, который не дает трещине сомкнуться после снижения давления.

Образованные в пласте новые трещины, открывшиеся и расширившиеся, соединяясь с другими, создают хорошие условия для фильтрации нефти и газа в призабойной зоне и на некотором

удалении от него. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров.

Образовавшиеся в породе трещины шириной 1—2 мм, заполненные крупнозернистым песком, обладают огромной проницаемостью; фильтрационные сопротивления в призабойной зоне скважины, имеющей такие трещины, приближается к нулю, что обуславливает увеличение производительности скважины после гидроразрыва пласта в несколько раз.

§ 8. Сбор нефти, газа и воды на промыслах

Продукция нефтяных скважин представляет собой сложную смесь, состоящую из нефти, газа и воды, взвешенных веществ и иногда песка и других частиц. Эта продукция, поднятая на поверхность через рассредоточенные по площади месторождения скважины, должна быть собрана и подготовлена для дальнейшего транспортирования ее по магистральным нефтепроводам или железнодорожным или водным путем до нефтеперерабатывающих заводов.

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях понимают все оборудование и систему трубопроводов, построенные для сбора продукции отдельных скважин и доставки ее до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды (сокращенно ЦППН).

Единой универсальной системы сбора нефти, газа и воды не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: природно-климатические условия, сетку размещения скважин, способы и объемы добычи нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей и т. д.

Как бы ни были разнообразны системы сбора нефти, газа и воды в зависимости от конкретных условий, они должны обеспечивать возможность осуществления следующих операций:

- 1) измерения продукции каждой скважины или, в случае необходимости, группы скважин данного участка;
- 2) транспортирования продукции скважин под давлением, имеющимся на устье скважин, до ЦППН, а при недостаточном давлении — с использованием насосов на промежуточных сборных пунктах (ПСП) или дожимных насосных станциях (ДНС);
- 3) сепарации нефти от газа и транспортирования газа до пункта подготовки или до потребителя, а в случае применения газлифтного способа добычи — обратного транспортирования газа до газлифтных скважин;
- 4) отделения свободной воды из продукции скважин до установок подготовки нефти в случае добычи высокообводненных нефтей;
- 5) отделения продукции некоторых скважин в случае нежелательности ее смешения с продукцией остальных скважин;
- 6) подогрева продукции скважин при невозможности ее сбора и транспортирования при обычных температурах;

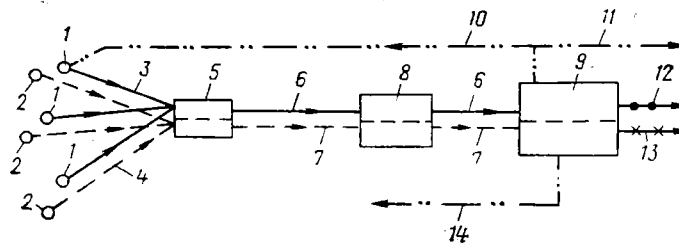


Рис. 19. Принципиальная схема сбора нефти, газа и воды:
 1 — скважины, дающие безводную нефть; 2 — скважины, дающие обводненную нефть (или содержащую H_2S); 3, 4 — выкидные линии; 5 — установка для измерения дебита скважины; 6, 7 — нефтегазосборные коллекторы; 8 — ПСП или ДНС; 9 — ЦППН; 10, 11 — газопроводы подачи газа на газлифт или потребителю; 12 и 13 — нефть, не содержащая и содержащая H_2S и магистральный нефтепровод, соответственно; 14 — водовод

7) возможности отбора проб продукции на скважинах, групповых установках, ДНС и на входе в ЦППН.

В общем виде схема сбора нефти и газа представлена на рис. 19. Продукция скважин поступает на установку 5 для измерения дебита каждой отдельной скважины, далее на промежуточный сборный пункт или дожимную насосную станцию 8, откуда направляется на центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды 9. Из центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды подготовленную нефть перекачивают в товарные резервуары нефтепроводных управлений для дальнейшего транспортирования. Газ после соответствующей подготовки поступает по газопроводу 11 к потребителю или по газопроводу 10 обратно на месторождение для подачи в газлифтные скважины.

Отделившуюся на ЦППН пластовую воду после подготовки по водоводу 14 закачивают в продуктивные пласты или поглощающие горизонты.

Трубопроводы 3 или 4, прокладываемые на месторождении от скважин до установок для измерения продукции скважин, обычно называются *выкидными линиями*, а коллекторы 6 и 7 от установок для измерения продукции скважин до ПСП или ДНС и от них — до ЦППН — *нефтегазосборными коллекторами*.

В настоящее время на нефтяных месторождениях в основном применяют однетрубные системы сбора, при которых продукция скважин по выкидным линиям поступает на установку измерения, а оттуда по одному нефтегазосборному коллектору — до ЦППН. Помимо однетрубных систем сбора применяют и двухтрубные, когда или на установке измерения или на ДНС от нефти отделяют газ и по отдельному трубопроводу подают на ЦППН.

На некоторых месторождениях осуществляют раздельный сбор продукции безводных и обводненных скважин. В этом случае продукция безводных скважин, не смешиваясь с продукцией обводненных скважин, поступает на ЦППН. Так же раздельно собирают продукцию скважин, если нежелательно смешение нефтей разных горизонтов, например не содержащих и содержащих сероводород. Продукция обводненных скважин или продукция, кото-

рую нежелательно смешивать, по отдельным выкидным линиям 4 и нефтегазосборным коллекторам 7 транспортируют до ЦППН.

Ко всем существующим системам сбора нефти и газа предъявляется также одно из важнейших требований — предупреждение потерь легких фракций нефти. Для выполнения этого условия необходима полная герметизация системы, начиная от скважины на всем пути до ЦППН. Наиболее полно это условие соблюдается в напорных однострунных системах сбора, когда продукция скважин за счет давления на устье транспортируется до ЦППН. За последние годы однострунные напорные герметизированные системы сбора нефти, газа и воды получили наибольшее распространение на нефтяных месторождениях страны. Однако на больших по площади месторождениях не всегда возможно доставить продукцию скважин на ЦППН без применения промежуточных насосных станций. В этом случае на удаленных площадях строят дожимные насосные станции и система сбора состоит как бы из двух частей: напорной герметизированной однострунной (до ДНС) и напорной герметизированной двухтрубной с раздельным транспортированием нефти и газа (до ЦППН).

Кроме того, в последние годы наметилась тенденция к укрупнению пунктов подготовки нефти — продукция с нескольких нефтяных месторождений (или залежей) поступает на подготовку в один центральный пункт, построенный на одном из месторождений (обычно на самом крупном). При этом на остальных месторождениях строят лишь дожимные насосные станции, обеспечивающие подачу продукции скважин до ЦППН.

Для автоматического измерения дебита от группы скважин, контроля за их работой применяют блочные автоматизированные замерные установки типа «Спутник».

На дожимных насосных станциях, куда поступает продукция от нескольких автоматизированных замерных установок, осуществляют сепарацию нефти от газа обычно в горизонтальных сепараторах.

Нефть, отделившуюся от газа в сепараторе, при помощи насосных установок перекачивают до ЦППН, а нефтяной газ под давлением сепаратора или при помощи компрессора подают на газобензиновый завод.

§ 9. Промысловая подготовка нефти, газа и воды

Промысловая подготовка нефти — это отделение от нефти газа, обезвоживание и обессоливание ее с доведением содержания в товарной нефти воды, солей и механических примесей до требований ГОСТ. Промысловая подготовка газа обычно сводится к его осушке. Подготовка воды на промыслах — это доведение содержания в сточных водах нефти, механических примесей до нормативных требований.

Промысловая подготовка нефти, газа и воды осуществляется на центральных пунктах сбора и подготовки нефти (ЦППН).

На ЦППН продукция скважин подвергается следующим последовательным операциям. В первую очередь необходимо осуществить максимальное отделение от продукции газа и воды. Отделение газа от жидкой продукции скважин осуществляется обычно в горизонтальных сепараторах в две или три ступени, причем в первой ступени под давлением до 0,6—1 МПа и с последующим снижением давления на остальных ступенях, чтобы обеспечить максимальное снижение содержания газа в продукции. Одновременно в этих сепараторах стремятся сбросить и максимальное количество свободной воды, которая может содержаться в продукции скважины.

После определения основного объема газа и сброса свободной воды продукция скважин в виде нефтяной эмульсии с частью растворенного газа подвергается обезвоживанию, а в некоторых случаях и обессоливанию.

Для обезвоживания или обессоливания нефтяной эмульсии ее предварительно нагревают в блочных нагревателях типа ПТБ-10, БН-5,4 и т. д. Нагретая эмульсия поступает в горизонтальные емкости — отстойники или электродегидраторы. В отстойниках или электродегидраторы в зависимости от стойкости эмульсии обезвоживание и обессоливание нефти осуществляют в одну или две ступени. Для нестойких эмульсий с небольшой соленостью пластовых вод обезвоживание и обессоливание проводят в одну ступень, для стойких эмульсий с большим содержанием солей в пластовой воде — в две ступени. При этом первая ступень отстойника или электродегидратора считается ступенью обезвоживания, а вторая ступень — ступенью обессоливания. Для того чтобы уменьшить концентрацию солей в эмульсии перед подачей ее во вторую ступень в поток добавляют пресную воду, что способствует снижению концентрации солей в эмульсии и обеспечивает более глубокое обессоливание нефти на второй ступени.

После отстойников или электродегидраторов обезвоженная нефть поступает на концевую ступень сепарации, где освобождается от растворенного газа. Отделившийся газ транспортируется на ГПЗ, а нефть поступает в резервуары для дальнейшего транспортирования по магистральным нефтепроводам до нефтеперерабатывающих заводов.

В настоящее время измерение количества товарной нефти с промыслов при сдаче нефтепроводным управлениям осуществляют с помощью счетчиков по так называемой закрытой схеме. Помимо массы нефти определяют также показатели качества нефти — содержание солей, воды и механических примесей. Содержание последних в товарной нефти, поставляемой на НПЗ, регламентируется ГОСТами, в соответствии с которыми устанавливаются три группы качества:

	I группа	II группа	III группа
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	100	300	1800
Содержание воды, %, не более	0,5	1,0	1,0

Содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров при температуре в пункте сдачи нефти, кПа, не более	66,5	66,5	66,5

Отделившийся на всех ступенях сепарации нефтяной газ поступает обычно на установки по осушке газа для отделения влаги. Если нефтяной газ не будет подвергнут осушке, есть опасность образования кристаллогидратов в газопроводах до полной их закупорки. После установок по осушке газ поступает на отбензинивание на газобензиновые заводы (ГБЗ).

Все пластовые воды, сбрасываемые на установках подготовки нефти из аппаратов предварительного сброса воды, а также отстойников и электродегидраторов, а также производственно-дождевые сточные воды поступают на установки по очистке сточных вод, где отделяются нефть и механические примеси.

Подготовленная таким образом вода обычно бывает пригодной для обратной закачки в продуктивные пласты для поддержания пластового давления на нефтяном месторождении.

Нормы содержания в подготовленных сточных водах механических примесей, нефти и железа зависят от коллекторских свойств нефтяных месторождений и устанавливаются научно-исследовательскими институтами.

Нормы качества сточных вод для закачки в продуктивные пласты некоторых месторождений, определенные научно-исследовательскими организациями, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Нормы качества сточной воды

Месторождение	Допустимое содержание, мг/л		
	механических примесей	нефти	трехвалентного железа
Ромашкинское	16	15	2
Шпаковское	20—25	30	1
Туймазинское	15	25	1
Арланское	25	30—40	—
Мухановское	10	10	1
Западно-Сургутское	20	30	2

Если помимо нефти и механических примесей в сточной воде присутствует сероводород, то перед закачкой необходимо его удалить или нейтрализовать во избежание сильной коррозии и для

предотвращения загрязнения сточной воды сульфидами железа — продуктом сероводородной коррозии оборудования и трубопроводов.

Контрольные вопросы

1. Нефтяные и газовые залежи и месторождения.
2. Понятие о пористости и проницаемости нефтяных пластов.
3. Как изменяются пластовые давления и температура с глубиной?
4. Понятие о режиме работы нефтегазоносных пластов.
5. Что понимают под разработкой нефтяного месторождения?
6. Что понимают под коэффициентом нефтеотдачи?
7. Какие существуют методы повышения нефтеотдачи?
8. Что понимают под фонтанной добычей нефти?
9. Какие существуют способы механизированной добычи нефти?
10. Какие существуют методы увеличения производительности нефтяных скважин?
11. Что понимают под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях?
12. Что понимают под промысловой подготовкой нефти, газа и воды?

Глава V

КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ НЕФТИ И ГАЗА

В промысловых лабораториях ведется постоянный контроль за качеством продукции отдельных скважин, группы скважин и в целом месторождения, которая поступает на центральные пункты сбора и подготовки нефти. На ЦППН особенно ответственны анализы товарной нефти, которая поступает для транспортирования в магистральные трубопроводы. При анализе товарной нефти определяют содержание солей, воды и механических примесей. Помимо определения качества нефти в промысловых лабораториях анализируют качество газа по ступеням сепарации, в газосборных сетях, качество широкой фракции углеводородов на установках комплексной подготовки нефти, а также качество сточной воды, закачиваемой в нагнетательные и поглощающие скважины.

§ 1. Отбор проб

В настоящее время в промысловую практику все шире внедряются автоматизированные системы контроля за качеством и количеством нефти. Но наряду с этим приходится осуществлять и ла-

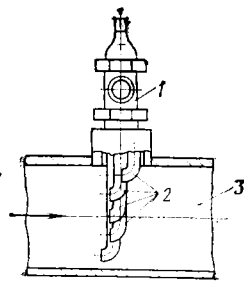


Рис. 20. Пробоотборник для отбора пробы из трубопровода

1 — вентиль; 2 — трубка пробозаборная; 3 — трубопровод

бораторный контроль качества сырой и товарной нефти. Точность контрольного анализа зависит от правильного отбора проб.

Отбор проб из трубопровода. При подготовке нефти во многих случаях приходится брать пробу жидкости, текущей по трубопроводу. Для этого на трубопроводе устанавливают пробоотборники со специальным пробозаборным устройством (рис. 20). Пробозаборное устройство представляет собой трубки, загнутые концы которых направлены против потока. На горизонтальном участке в зависимости от диаметра трубопровода должно быть установлено следующее число трубок: одна — при диаметре менее 100 мм, три — при диаметре от 100 до 250 мм, пять — при

диаметре свыше 250 мм.

На горизонтальном участке трубопровода узел выхода пробозаборного устройства следует устанавливать сверху.

Если пробоотборник устанавливают на вертикальном участке трубопровода, то в качестве пробозаборного устройства может быть применена одна трубка независимо от диаметра трубопровода.

С помощью этих трубок пробу отбирают из разных уровней трубопровода автоматически через определенные промежутки времени или периодически пропорционально расходу жидкости по трубопроводу.

Отбор проб из резервуаров. Пробы нефти из резервуара бывают индивидуальные и средние. Индивидуальная проба характеризует качество нефти в одном данном месте или на определенном заданном уровне. Средняя проба характеризует среднее качество нефти в одном или нескольких резервуарах и получается смешением индивидуальных проб. Среднюю (объединенную) пробу нефти из вертикального цилиндрического резервуара отбирают стационарным (рис. 21) или переносным пробоотборником (рис. 22) с трех уровней: верхнего на 250 мм ниже поверхности нефти, среднего — с середины высоты столба нефти, нижнего — с высоты нижней образующей приемораздаточного патрубка по внутреннему диаметру.

Для объединенной пробы верхнюю, среднюю и нижнюю пробы смешивают в соотношении 1 : 3 : 1 для товарной и 1 : 6 : 1 для сырой нефти.

Из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм пробы отбирают также с трех уровней: верхнего — на 200 мм ниже поверхности нефти, среднего — с середины высоты столба нефти, нижнего — на 250 мм выше нижней внутренней образующей резервуара.

Объединенную пробу составляют смешиванием объемных частей проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1 : 6 : 1.

Пробы нефти переносным пробоотборником отбирают следую-

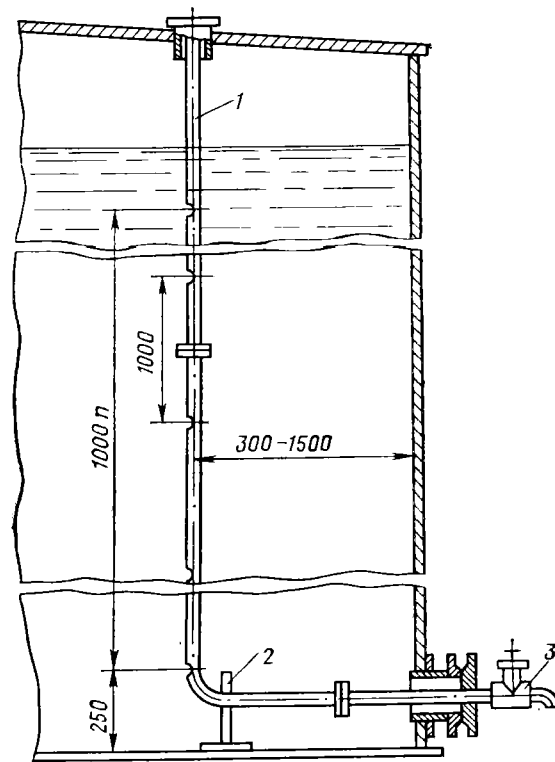


Рис. 21. Пробоотборник стационарный с перфорированной заборной трубкой:
1 — трубка перфорированная; 2 — стойка опорная; 3 — кран. (Диаметры отверстий определяют гидравлическим расчетом с учетом свойств и высоты столба жидкости в резервуаре)

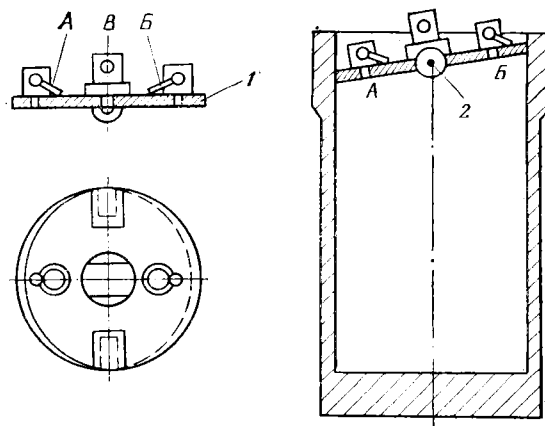


Рис. 22. Пробоотборник переносной для взятия проб нефти из резервуара:
1 — крышка; 2 — ось крышки; А, Б — кольца; В — втулка для крепления мерной ленты

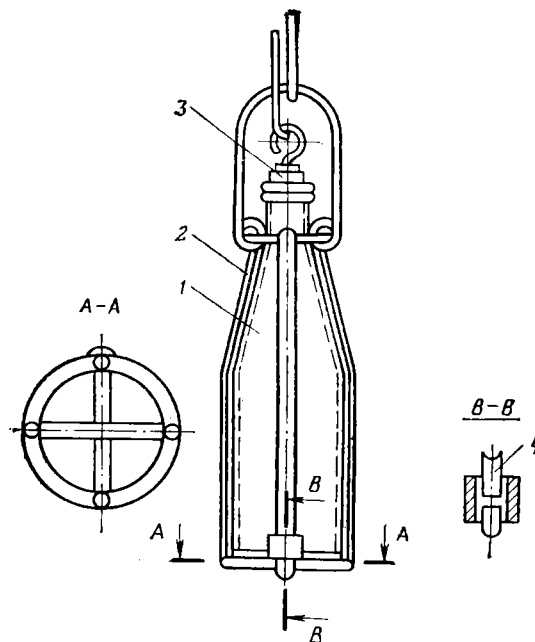


Рис. 23. Пробоотборник — бутылка в металлическом каркасе:
1 — бутылка; 2 — каркас металлический; 3 — пробка; 4 — замок

щим образом. Закрытый крышкой 1 (см. рис. 22) пробоотборник через замерный люк резервуара спускают на цепи, соединенной с кольцом А, до намеченного уровня, который замеряют мерной лентой, прикрепленной к втулке В. Затем цепь, соединенную с кольцом А, ослабляют и удерживают пробоотборник за цепь, соединенную с кольцом В, при этом крышка пробоотборника открывается и он заполняется нефтью. За цепь, соединенную с кольцом А, пробоотборник извлекают на поверхность.

Для переноса проб используют герметически закрываемые металлические или стеклянные в металлическом каркасе (рис. 23) емкости. При необходимости замера температуры пробы используют термостатические пробоотборники (рис. 24).

§ 2. Определение плотности нефти и нефтепродуктов

Абсолютной плотностью вещества называется количество массы, содержащейся в единице объема (кг/м^3 , г/см^3). За единицу плотности принимают массу 1 см^3 чистой воды при температуре 4°C . Обычно пользуются относительной плотностью, представляющей отношение массы вещества к массе чистой воды при 4°C (ρ_4^{20}). Плотность воды при 4°C имеет наибольшее значение и принята за единицу.

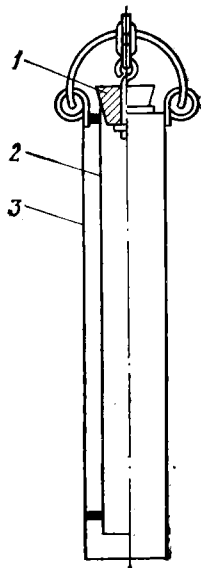


Рис. 24. Пробоотборник термостатический:

1 — пробка; 2 — цилиндр внутренний; 3 — цилиндр наружный. (Рекомендуется применять при измерении температуры пробы)

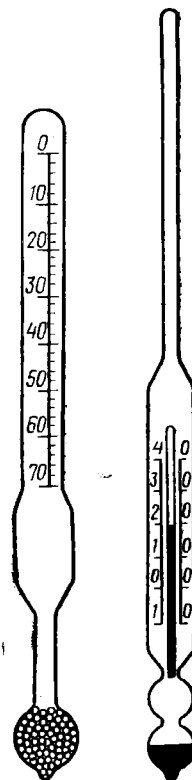


Рис. 25. Ареометры

В СССР плотность нефти и нефтепродуктов определяют при температуре 20 °С. В тех случаях, когда по условиям опыта плотность жидкости определяется не при температуре 20 °С, а при какой-то другой температуре, ее значение может быть пересчитано в нормальное значение ρ_4^{20} по формуле Д. И. Менделеева

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20),$$

ρ_4^t — плотность при температуре испытания, г/см³; t — температура, при которой проводится опыт, °С; γ — средняя температурная поправка плотности на 1 °С (табл. 2).

Для большинства нефтей плотность меньше единицы и колеблется в пределах от 0,800 до 0,920.

В легких нефтях, где преобладают бензиновые и керосиновые фракции, плотность колеблется в пределах от 0,730 до 0,770.

Плотность нефти и жидких нефтепродуктов определяют при помощи ареометра (рис. 25) или пикнометра (рис. 26).

Температурные поправки для определения плотности нефтепродуктов

Плотность, г/см ³	Поправка на 1 °С	Плотность, г/см ³	Поправка на 1 °С
0,801—0,810	0,000778	0,901—0,910	0,000633
0,811—0,820	0,000738	0,911—0,920	0,000620
0,821—0,830	0,000738	0,921—0,930	0,000607
0,831—0,840	0,000725	0,931—0,940	0,000594
0,841—0,850	0,000712	0,941—0,950	0,000581
0,851—0,860	0,000699	0,951—0,960	0,000567
0,861—0,870	0,000686	0,961—0,970	0,000554
0,871—0,880	0,000673	0,971—0,980	0,000541
0,881—0,890	0,000660	0,981—0,990	0,000528
0,891—0,900	0,000647	0,991—1,000	0,000515

Ход определения относительной плотности. Испытуемую пробу (после тщательного перемешивания в течение 5 мин) наливают в стеклянный цилиндр. Осторожно опускают в пробу чистый ареометр, шкала которого соответствует ожидаемой величине плотности. Одновременно с этим отмечают температуру нефти или нефтепродукта. Отсчет проводят через 2—3 мин после погружения по делению шкалы ареометра, находящемуся на одном уровне с мениском жидкости.

Для светлых жидкостей отсчет берут по верхнему мениску, для темных — по нижнему.

Ход определения относительной плотности пикнометром. Метод основан на сравнении массы испытуемого нефтепродукта определенного объема и при определенной температуре с массой воды того же объема и при той же температуре. Этот метод самый точный, но более длительный. Объем пикнометров составляет от 1 до 10 мл. Перед началом анализа устанавливают «водное число» пикнометра, т. е. массу воды в объеме пикнометра при температуре 20 °С.

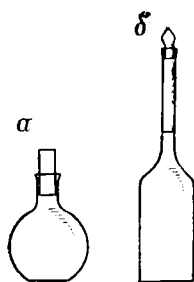


Рис. 26. Пикнометры для определения относительной плотности:

а — Гей-Люссака;
б — Рейшауера

Определение «водного числа». Высушенный до постоянной массы пикнометр взвешивают с точностью до 0,0002 г, заполняют дистиллированной водой и выдерживают в течение 20 мин в термостате при постоянной температуре 20 °С. Когда уровень воды в пикнометре перестанет изменяться, избыток воды выше метки удаляют кусочком фильтровальной бумаги. Еще 10 мин выдерживают пикнометр в термостате, проверяя положение мениска по отношению к метке. Наполненный водой пикнометр тщательно вытирают и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

Водное число пикнометра определяют по формуле

$$m = m_2 - m_1,$$

где m_2 — масса пикнометра с дистиллированной водой, г; m_1 — масса пустого пикнометра, г.

Затем в той же последовательности проводят те же операции, определяя массу испытуемого нефтепродукта при 20 °С.

Относительную плотность нефтепродукта вычисляют по формуле

$$\rho_4^{20} = (m_3 - m_1) \cdot 0,998203 / m,$$

где m_3 — масса пикнометра с испытуемой жидкостью, г; m_1 — масса пустого пикнометра, г; m — водное число; 0,998203 — переводной коэффициент.

§ 3. Определение содержания воды в нефти

Содержание солей в нефти определяют методом дистилляции (по методу Дина и Старка), электрометрическим и спектральным методами.

Спектральный метод основан на зависимости поглощения инфракрасного излучения водонефтяной эмульсией от содержания воды в этой эмульсии.

Электрометрический метод основан на изменении электропроводности нефтяной эмульсии от удельной минерализации.

Определение содержания воды по методу Дина и Старка. Метод основан на дистилляции смеси, содержащейся в пробе растворителя, не смешивающегося с водой. В качестве такого растворителя используют бензин, керосин.

Дистиллат собирают в калиброванный приемник-ловушку и измеряют объем перегнанной воды, которая собирается на дне приемника-ловушки, так как она тяжелее, чем растворитель. Ловушка калибрована на 10 мл, причем от 0 до 0,3 имеет цену деления в 0,03 мл, от 0,3 до 1,0 — 0,01 мл, от 1 до 10 — 0,2 мл.

Этот метод позволяет определять содержание воды в жидких нефтепродуктах, парафине, восковых составах, в битуме и др. Применение метода предусматривается в стандартных и технических условиях на нефтепродукты.

Ход определения. В сухую круглодонную колбу прибора Дина и Старка (рис. 27) помещают 50 г навески (100; 25; 10 г — в зависимости от вида нефтепродукта

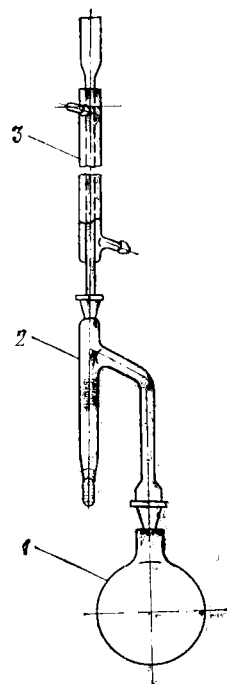


Рис. 27. Прибор для определения содержания воды в нефтепродукте:

1 — колба; 2 — приемник-ловушка; 3 — холодильник

и предполагаемого содержания воды). Приливают в колбу 100 мл растворителя и добавляют несколько кусочков фаянса или силикагеля (исключить «выброс воды»). Маловязкие нефтепродукты допускается брать в колбу по объему. Собирают прибор и ставят колбу на колбонагреватель. Нагревают жидкость до кипения и кипятят до тех пор, пока водный слой в ловушке не перестанет увеличиваться, а верхний слой растворителя в ловушке станет прозрачным. Время перегонки должно быть не менее 30 мин.

Если на стенках приемника остались капли влаги, их сталкивают палочкой с надетой на конец резиновой трубкой. Затем заменяют объем воды в приемнике.

Расчет. Содержание воды в пробе (мас. %) вычисляют по формуле

$$x = V \cdot 100/a,$$

где V — объем воды в приемнике, мл; a — навеска, г.

Содержание воды в пробе (%) вычисляют по формуле

$$x_1 = V \cdot 100/V_1,$$

где V — объем воды в приемнике, мл; V_1 — объем навески, мл.

Для перевода объемной доли воды (%) в массовую долю (%) используют формулу

$$x = V \cdot 100/V_1 \rho,$$

где V — объем воды в ловушке, мл; V_1 — объем навески, мл; ρ — плотность испытуемого нефтепродукта при температуре взятия навески, г/мл.

Для получения более точных данных нужно брать сравнительно большие навески испытуемого нефтепродукта, так как этот метод не лишен некоторых ошибок.

§ 4. Определение содержания хлористых солей в нефти

Содержание хлористых солей в нефти определяют:

- 1) вымыванием хлористых солей из испытуемого образца нефти водой с последующим количественным определением солей;
- 2) электрометрическим методом.

К недостаткам первого метода следует отнести длительность проведения анализа. Наиболее усовершенствованный — электрометрический метод определения хлористых солей в нефти.

Метод определения содержания хлористых солей титрованием водного раствора. Сущность метода заключается в извлечении хлористых солей из нефти водой и индикаторным или потенциометрическим титрованием водной вытяжки.

Посуда, реактивы, растворы: воронка стеклянная с винтовой мешалкой (рис. 28), микробюретка, колбы мерные, цилиндры измерительные, колбы конические, воронки конусообразные. Азотно-кислая ртуть химически чистая (х. ч.) или чистый для анализа (ч. д. а.), 0,01 н. раствор. Приготовление 0,01 н. раствора азотно-

кислой ртути: 1,67 г растертой азотнокислой ртути диспергируют в небольшом количестве дистиллированной воды, постепенно добавляют концентрированную азотную кислоту до тех пор, пока раствор не станет прозрачным. Объем раствора в мерной колбе дистиллированной водой доводят до 1 л.

Поправку к титру полученного раствора азотнокислой ртути устанавливают по 0,01 н. раствору хлористого натрия и индикатором дифенилкарбазидом.

В коническую колбу вместимостью 100 мл отмеряют пипеткой 10 мл 0,01 н. раствора хлористого натрия, приливают 10 капель 1 %-го спиртового раствора дифенилкарбазида и 2 мл 0,3 н. раствора азотной кислоты. Полученную смесь титруют азотнокислой ртутью при интенсивном перемешивании до соответствующего окрашивания (до слабо-розового).

Поправку к титру полученного раствора вычисляют по формуле

$$k = V_1 n_1 / V_2 n_2,$$

где V_1 — количество раствора хлористого натрия, взятое на титрование (в данном случае 10 мл); V_2 — количество раствора азотнокислой ртути, пошедшего на титрование, мл.; n_1 — нормальность стандартного раствора хлористого натрия; n_2 — нормальность раствора азотнокислой ртути.

Дифенилкарбазид 1%-ный спиртовый раствор. 1 г дифенилкарбазида (погрешность взвешивания не более 0,01 г) растворяют в 100 мл этилового спирта при нагревании на водяной бане до полного растворения. Срок хранения раствора дифенилкарбазида — 2 мес.

Ход определения. В делительную стеклянную воронку с винтовой мешалкой помещают навеску согласно нижеприведенным данным.

Содержание хлористых солей, мг/л	До 50	50—100	100—200	Более 200
Объем нефти, мл	100	50	25	10
Масса навески, г	100	50	25	10

Приливают в делительную воронку 100 мл горячей дистиллированной воды и экстрагируют хлористые соли, перемешивая содержимое воронки в течение 10 мин. Для полного разрушения

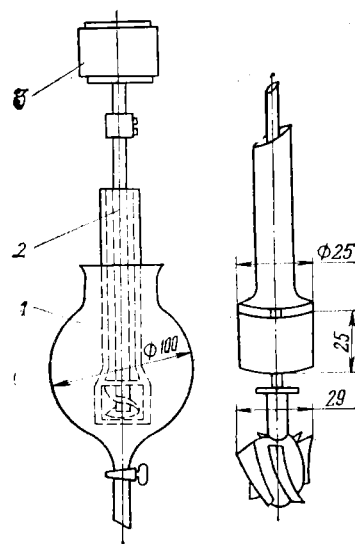


Рис. 28. Прибор для экстрагирования хлористых солей из нефти:

1 — воронка делительная стеклянная; 2 — винтовая мешалка; 3 — электродвигатель

эмульсии добавляют 5—7 капель деэмульгатора. Маловязкие нефтепродукты допускается брать цилиндром по объему.

По окончании перемешивания сливают водный слой через стеклянную конусообразную воронку с бумажным фильтром в коническую колбу вместимостью 250, или 500, или 750 мл.

Содержимое делительной воронки промывают 35—40 мл горячей дистиллированной воды, фильтр также промывают горячей дистиллированной водой. Экстрагируют хлористые соли до полного извлечения. Для проверки полноты извлечения хлористых солей готовят несколько водных вытяжек, при этом каждой из них экстрагируют не менее 5 мин. Водную вытяжку доводят до 500 мл дистиллированной водой и для титрования отбирают 100 мл (50, 25, 10 мл). В охлажденную водой вытяжку приливают 2 мл 0,2 н. раствора азотной кислоты, 10 капель дифенилкарбазида и титруют 0,01 н. раствором азотнокислой ртути.

При проведении контрольного опыта в коническую колбу наливают 150 мл дистиллированной воды и титруют так же, как и водную вытяжку.

Расчет. Содержание хлористых солей (мг/л) вычисляют по формуле

$$x = 0,5896 (V_1 - V_2) k \cdot 1000 A / V,$$

где V_1 — объем 0,01 н. раствора азотнокислой ртути при потенциометрическом титровании, израсходованного на титрование водной вытяжки, мл; V_2 — объем 0,01 н. раствора азотнокислой ртути при потенциометрическом титровании, израсходованного на титрование раствора в контрольном опыте (без навески нефти), мл; V — объем нефти, взятой для анализа, мл; k — поправка к титру 0,01 н. раствора азотнокислой ртути при потенциометрическом титровании; 1000 — коэффициент для пересчета содержания хлористых солей в 1 л нефти; A — коэффициент, выражающий отношение объема, до которого была разбавлена водная вытяжка анализируемой нефти, к объему раствора, взятому из мерной колбы для титрования (при титровании всей водной вытяжки коэффициент $A = 1$); 0,5896 — количество хлористого натрия, соответствующее 1 мл точно 0,01 г раствора азотнокислой ртути, мг.

Электрометрический метод определения содержания хлористых солей в нефти. На базе электрометрического метода разработаны кондуктометрические анализаторы ИОН-Л, ИОН-П. В основу работы анализаторов положена известная функциональная зависимость между концентрацией солей в нефти и электрической проводимостью растворов нефти в смеси полярных и неполярных органических растворителей.

Измерение электропроводности проводится прямым методом на частоте 50 Гц. Пределы измерения — до 5000 мг/л. Диапазон измерения, мг/л: 0—100; 0—50; 0—1000; 0—500.

Продолжительность анализа одной пробы не более 6 мин.

В электрометрическом методе для определения хлористых солей в нефти пользуются калибровочной кривой.

Приборы, посуда, реактивы: прибор-анализатор ИОН-Л, имеющий в комплекте измерительный блок и датчик; химические стаканы на 50 мл, цилиндр на 50 мл с притертой пробкой; спирт бутиловый (ч. д. а.), этиловый спирт, бензол (х. ч.), бензин «Галоша», искусственная образцовая эмульсия.

Приготовление растворителя для анализа. К 5 объемам 80%-го этилового спирта приливают 20 объемов н. бутилового спирта. Тщательно перемешивают. Далее приливают 20 объемов бензола и снова тщательно перемешивают. (Для приготовления 900 мл растворителя следует взять 100 мл 80%-го этилового спирта, по 400 мл бутилового спирта и бензола.) Измеряют электропроводность растворителя.

Перед составлением смеси растворителя следует также убедиться в годности каждого компонента, для чего необходимо измерить их электропроводность. Эти величины должны соответствовать указанным величинам в паспорте прибора.

Приготовление искусственных образцовых эмульсий для построения калибровочных кривых. Приготовление и аттестация искусственных образцовых эмульсий заключается в:

приготовлении водных растворов солей с концентрациями 5 и 50 г/л;

точном объемном дозировании водного раствора смеси хлористых солей, вазелинового масла и обессоленной нефти (для получения устойчивой эмульсии);

диспергировании водного раствора смеси хлористых солей в смеси вазелинового масла с обессоленной нефтью.

Порядок приготовления смеси хлористых солей (NaCl , MgCl_2 , CaCl_2): соли предварительно прокаливают при температуре 130°C в течение 5 ч. Соли берут: NaCl — 73 %, CaCl_2 — 20 %, MgCl_2 — 7 %.

Для приготовления водных растворов смеси хлористых солей необходимо взять следующие навески солей:

(Для концентрации водного раствора в числителе 5 г/л, в знаменателе 50 г/л.)

Соли	NaCl	CaCl_2	MgCl_2
Количество, г	3,65/36,5	1,0/10,0	0,35/3,5

Дистиллированную воду добавляют до 1000-мл отметки мерной колбы.

Номинальное значение концентрации солей в искусственной образцовой смеси (мг/л) определяют по формуле

$$K = (a + a_n)/(V_m + V_{вр} + V_n),$$

где a — содержание хлористых солей в водном растворе, мг; $a_n = 0,02$ мг, содержание хлористых солей в дозируемом объеме нефти; V_2 — объем дозируемого вазелинового масла, мл; $V_{вр}$ — объем дозируемого водного раствора смеси хлористых солей, мл; V_n — объем дозируемой нефти, мл.

Компоненты эмульсии дозируют исходя из объема образцовой эмульсии и ее номинального значения солесодержания (табл. 3).

Таблица 3

Дозировка компонентов для анализа

Концентрация солей в искусственной образцовой эмульсии, мг/л	Концентрация водного раствора смеси хлористых солей, г/л	Объем водного раствора смеси хлористых солей, мл	Объем вазелинового масла, мл
10	5,0	0,2	101,0
25	5,0	0,5	99,5
40	5,0	0,8	99,0
100	50,0	0,2	99,0
250	50,0	0,5	98,5
400	50,0	0,8	98,5
500	50,0	1,0	98,0
600	50,0	1,2	97,5
700	50,0	1,4	97,5
800	50,0	1,6	97,0
900	50,0	1,8	97,0
1000	50,0	2,0	96,5

Примечание. Объем обессоленной нефти составляет 1,0 мл.

Диспергирование смеси (водный раствор смеси хлористых солей, вазелиновое масло, обессоленная нефть) проводят в гидрофобном стакане в течение 2 мин на механическом диспергаторе.

Построение калибровочной кривой для определения содержания хлористых солей в нефти электрометрическим методом. Для построения калибровочной кривой в цилиндры (пробирки) вместимостью 50 мл вносят пипеткой по 5 мл искусственной эмульсии, объем доводят до метки 50 мл растворителем и перемешивают в течение 5 мин. Ставят на покой. По истечении 5 мин измеряют электропроводность. По полученным данным электропроводности строят калибровочную кривую, откладывая на оси ординат величину электропроводности, на оси абсцисс — содержание хлористых солей, мг/л.

Ход определения хлористых солей в нефти. После включения прибора-анализатора в сеть устанавливают контрольную точку по максимальной концентрации хлористых солей на данном диапазоне.

В цилиндр с притертой пробкой на 50 мл наливают 5 мл анализируемой нефти и 45 мл растворителя. Тщательно перемешивают и ставят на покой. По истечении 5 мин содержимое цилиндра переливают в стакан, опускают электроды датчика и снимают отсчет измерений прибора. По калибровочному графику определяют концентрацию хлористых солей в нефти, мг/л.

После каждого измерения на приборе электроды датчика следует тщательно промыть, прополаскивая дважды в бензине, и просушить.

§ 5. Определение вязкости

Вязкость, или внутреннее трение, — свойство нефти и нефтепродуктов оказывать при движении сопротивление перемещению частиц относительно друг друга. Вязкость для данного вещества — величина постоянная, и поэтому ее значение включают в технические условия.

Различают вязкость: динамическую, кинематическую и условную. За единицу *динамической* (η) *вязкости* принято сопротивление, которое нужно преодолеть для взаимного перемещения слоев жидкости площадью 1 см^2 , находящихся на расстоянии 1 см друг от друга со скоростью 1 см/с .

В международной системе СИ единица динамической вязкости $= 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ (Паскаль · секунда) $= 0,1 \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Вязкость нефти находится в прямой зависимости от температуры; с увеличением ее вязкость уменьшается и наоборот.

Кинематическая вязкость ν — это отношение динамической вязкости данной жидкости к ее плотности при той же температуре:

$$\nu = \eta / \rho.$$

В международной системе СИ единица кинематической вязкости — $\text{м}^2/\text{с}$.

Условная вязкость. На практике часто пользуются условной вязкостью, выражающейся в отношении времени истечения данной жидкости ко времени истечения дистиллированной воды в одном и том же стандартном приборе при температуре 20°C . Условная вязкость измеряется в градусах ($^\circ\text{ВУ}$).

Для определения вязкости предложено большое число различных приборов, называемых вискозиметрами. Их принцип действия в большинстве основан на измерении времени истечения исследуемой жидкости через капиллярную или более широкую трубку (рис. 29). Среди некапиллярных вискозиметров наиболее распространен вискозиметр Пинкевича.

Определение вязкости вискозиметром Пинкевича. Перед началом анализа вискозиметр тщательно моют хромовой смесью. Чистый прибор укрепляют в термостате с водой, нагретой до требуемой температуры. При отсутствии термостатов можно применять стеклянные цилиндрические ванны.

В широкую часть прибора вносят пипеткой определенное количество исследуемой жидкости, которая засасывается в капилляр до метки 4. Время, не-

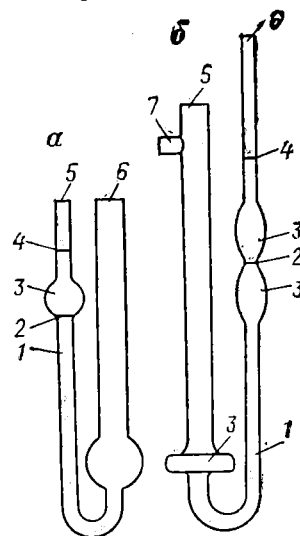


Рис. 29. Вискозиметры:

а — вискозиметр Оствальда;
б — вискозиметр Пинкевича;
1 — капиллярная трубка; 2, 4 — метки; 3 — расширение; 5, 6 — сообщающиеся трубки; 7 — отводящая трубка

обходимое для понижения уровня жидкости до нижней черты 2, измеряют в секундах. Время истечения жидкости в капилляре измеряют несколько раз и берут среднее арифметическое значение.

Р а с ч е т. Кинематическую вязкость определяют по формуле

$$\nu = \kappa t,$$

где t — время истечения, с; κ — константа вискозиметра.

Величину κ определяют при помощи калибровочной жидкости, для которой известна кинематическая вязкость при данной температуре.

§ 6. Определение содержания механических примесей

Массовый метод определения заключается в фильтрации бензинового или толуольного раствора нефтепродукта через сухой бумажный фильтр. По изменению массы фильтра находят количество механических примесей.

Реактивы: бензин марки Б-70, бензин для промышленно-технических целей, толуол, спирт этиловый, смесь этилового спирта и этилового эфира 4:1 (по объему).

Х о д о п р е д е л е н и я. Пробу нефтепродукта хорошо перемешивают встряхиванием в течение 5 мин в бутылке. Парафинистые и вязкие нефтепродукты предварительно нагревают до 40—80 °С. При анализе нефтепродуктов, содержащих воду, затрудняющую фильтрацию, пробу продукта обезвоживают перегонкой (прибор для определения воды).

Бензольный бумажный фильтр помещают в стаканчик и просушивают в сушильном шкафу при 105—110 °С не менее 1 ч, потом несколько раз по 30 мин до постоянной массы, охлаждают в эксикаторе в течение 30 мин и взвешивают с точностью до 0,0002 г. Навеску испытуемого нефтепродукта берут с точностью до 0,5 г при вязкости нефтепродукта до 20 мм²/с при 100 °С — 100 г, при вязкости нефтепродукта более 20 мм²/с при 100 °С — 25 г.

Навеску испытуемого нефтепродукта для уменьшения вязкости разбавляют подогретым бензином в двух-шестикратном количестве.

Для темных неочищенных нефтепродуктов допускается в качестве растворителя применять толуол, ксилол. Горячий раствор фильтруют через подготовленный бумажный фильтр. Осадок на фильтре промывают горячим бензином до тех пор, пока фильтрат будет стекать прозрачным. В случае плохого фильтрования, возможно, при наличии воды в нефтепродукте, раствору дают отстояться, после чего фильтруют раствор, сливая его с отстоя. Затем отстой разбавляют 5—10-кратным количеством спирто-эфирной смеси и фильтруют. Даже осадок промывают бензином или толуолом, ксилолом.

Фильтр с промытым осадком переносят в стаканчик для взвешивания, в котором сушился чистый фильтр, и сушат с открытой

крышкой при 105—110 °С до постоянной массы. Охлаждение в эксикаторе перед взвешиванием проводят с закрытой крышкой не менее 30 мин. Содержание механических примесей x (мас. %) вычисляют по формуле

$$x = \frac{m_1 - m_2}{a} \cdot 100,$$

где m_1 — масса стаканчика с фильтром и механическими примесями, г; m_2 — масса стаканчика с фильтром, г; a — навеска испытуемого нефтепродукта, г.

Содержание механических примесей до 0,005 % включительно оценивают как отсутствие их.

§ 7. Определение сульфида железа в нефтяной фазе

Совмещенный сбор нефтей с различным содержанием сероводорода ухудшает технологию подготовки. На технологию подготовки влияет сульфид железа FeS, который образуется при смешении вод различных горизонтов. FeS плохо поддается обработке, увеличивается промежуточный слой нефть — вода, ухудшается отстой. Поэтому нужен контроль за количеством FeS в промежуточном слое.

Сущность метода заключается в экстрагировании находящегося в нефтяной фазе сульфида железа водным раствором соляной кислоты с последующим определением концентрации ионов железа в кислотной вытяжке (фотоколориметрический метод).

Испытуемая водонефтяная эмульсия разделяется с помощью реагента-деэмульгатора на нефть и воду. При этом сульфид железа концентрируется в нефтяной фазе или на границе фаз. Выделенную воду дренируют, а нефтяную фазу промывают водой до полного удаления из нефтяной фазы водорастворимых солей железа.

Реагенты: реагент-деэмульгатор, растворитель (керосин, бензин, ксилол), соляная кислота х.ч. в виде 5—10%-го раствора, персульфат аммония или натрия х.ч., роданид аммония, калия или натрия — х.ч. в виде 50%-го водного раствора.

Ход определения. В делительную воронку с винтовой мешалкой, аналогичной прибору для определения солей в нефти (см. рис. 28), вносят образец нефтяной эмульсии, отделенной от свободной воды, руководствуясь данными, приведенными ниже.

Содержание FeS в нефтяной фазе, г/см ³ . .	До 100	100—1000	Более 1000
Объем нефтяной фазы в анализируемой			
Эмульсии, мл	50—100	25	10

В воронку приливают 15—20 мл горячего растворителя ($t = 60—70$ °С) и 3—4 капли чистого реагента-деэмульгатора, и все содержимое перемешивают в течение 1 мин. Для перемешивания применяют стеклянные или пластмассовые мешалки. После 15-ми-

нутного отстоя добавляют 100—150 мл горячей дистиллированной воды ($t=90-95^{\circ}\text{C}$) и вновь перемешивают и отстаивают. Отмывают водорастворимые соли до полного отсутствия, что определяют качественным анализом.

Качественный анализ. Сливают последние капли воды с делительной воронки в пробирку, добавляют 1 мл 5%-го раствора соляной кислоты, несколько кристалликов персульфата калия или аммония и 1 мл 50%-го раствора роданида. Окрашивание раствора в розовый цвет указывает на наличие водорастворимых солей. Если соли отсутствуют, то окраска раствора не изменяется, т. е. он остается бесцветным.

По окончании отмывки водорастворимых солей железа содержимое воронки обрабатывают горячей ($t=80-90^{\circ}\text{C}$) 5—10%-ной соляной кислотой. Для этого в воронку приливают 100—200 мл кислоты, содержимое воронки перемешивают в течение 1 мин, а затем отстаивают в течение 15 мин.

Отмывку пробы кислотой ведут до тех пор, пока кислотная вытяжка не будет давать отрицательной реакции (качественной) на присутствие солей железа.

Все кислотные вытяжки сливают в один сосуд, определяют общий объем и концентрацию ионов железа в кислотной вытяжке по ГОСТ 4011—72.

Содержание сульфида железа (мг/л) в нефтяной фазе эмульсии рассчитывают по формуле

$$m_{\text{FeS}} = (m_{\text{FeS}}^{+2} V_{\text{к.в}} \cdot 1,57) / V_{\text{н}},$$

где $V_{\text{к.в}}$ — объем кислотной вытяжки, л; m_{FeS}^{+2} — количество ионов железа в кислотной вытяжке, мг/л; $V_{\text{н}}$ — объем нефтяной фазы, исследуемой эмульсии, л.

§ 8. Определение содержания серы хроматным способом

Метод заключается в сжигании нефтепродуктов в тигле со смесью перекиси марганца и безводного углекислого натрия, растворении образовавшихся сульфатов в воде и определении в полученном растворе содержания серы объемным хроматным способом.

Ход определения. В фарфоровый тигель берут навеску испытуемого продукта. Масса навески зависит от предполагаемого содержания серы. Чем выше содержание серы, тем меньше навеска (от 1,0 г—0,1 г). Добавляют в тигель 2 г смеси углекислого натрия и перекиси марганца в соотношении 1:2, после тщательного перемешивания добавляют еще 1 г смеси.

Тигель со смесью переносят в муфель, прокаливают при температуре 800°C в течение 4 ч. Прокаленную и охлажденную смесь разбавляют водой и переносят в стакан, нагревают в течение 1 ч на водяной бане.

После охлаждения содержимое стакана фильтруют в коническую колбу, применяя бумажный фильтр. Осадок на фильтре промывают водой, доводят объем фильтрата в колбе до 100 мл.

Фильтрат в колбе нейтрализуют раствором соляной кислоты. В качестве индикатора применяют метиловый оранжевый.

Далее к фильтрату добавляют 5 мл хромовокислого бария. Раствор в колбе кипятят в течение 30 мин на водяной бане до появления оранжево-желтого цвета.

Содержимое колбы охлаждают, нейтрализуют 10%-ным раствором аммиака. Отстоявшийся осадок фильтруют через фильтр в коническую колбу. К фильтрату добавляют 10 мл 10%-го раствора иодистого калия, 3 мл концентрированной соляной кислоты и ставят на 5 мин в темное место.

Выделившийся иод оттитровывают 0,05 н. раствором тиосульфата натрия. Перед концом титрования добавляют 1—2 мл 1%-го раствора крахмала (окраска не должна возвращаться в течение 40 с).

Одновременно тиосульфатом натрия титруют контрольную пробу и проводят два контрольных определения содержания серы в смеси перекиси марганца и углекислого натрия без навески нефтепродукта.

Р а с ч е т. Содержание серы (%) в испытуемом нефтепродукте вычисляют по формуле

$$s = \frac{(V_1 - V_2) \kappa \cdot 0,00053 \cdot 100 \cdot 250}{a \cdot 100} s_{см},$$

где V_1 — объем 0,05 н. раствора тиосульфата натрия, пошедшего на титрование испытуемого нефтепродукта, мл; V_2 — объем 0,05 н. тиосульфата натрия, пошедшего на титрование контрольной пробы (100 мл воды), мл; κ — поправочный коэффициент; 0,00053 — содержание серы, эквивалентное 1 мл точно 0,05 н. раствора тиосульфата натрия, г; a — навеска нефтепродукта, г; $s_{см}$ — содержание серы (мас. %) в смеси перекиси марганца и углекислого натрия; 250 — объем доведенного фильтрата, мл; 100 — навеска фильтрата, взятая на титрование.

Если на фильтрование берут весь фильтрат,

$$s = \frac{(V_1 - V_2) \kappa \cdot 0,00053 \cdot 100}{a} s_{см}.$$

§ 9. Определение фракционного состава нефти

Нефть представляет собой сложную смесь предельных углеводородов и неуглеводородных соединений, поэтому обычными методами перегонки эту сложную смесь разделить на индивидуальные составляющие невозможно. Нефть разделяется перегонкой на отдельные фракции, которые выкипают в определенных интервалах температур начала кипения (н.к.) и конца кипения (к.к.).

По фракционному составу нефти судят о том, какие нефтепродукты и в каком количестве можно из них выделить.

При определении фракционного состава нефти перегоняют в стандартном аппарате (рис. 30). Так как нефть содержит воду, то

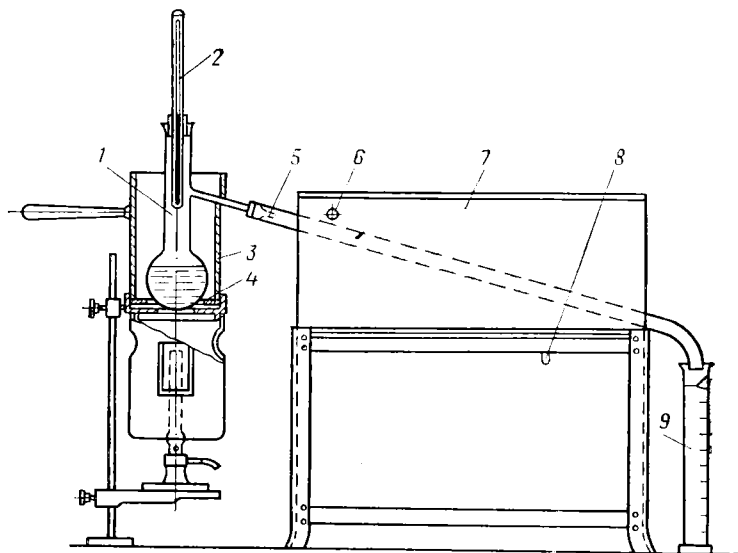


Рис. 30. Схема аппарата для разгонки нефтепродуктов:
1 — колба; 2 — термометр; 3 — верхний кожух; 4 — прокладка; 5 — трубка холодильника;
6 — верхний патрубок холодильника; 7 — холодильник; 8 — нижний патрубок; 9 — измерительный цилиндр

перед перегонкой из нее удаляют воду отстоем. Для этого в сосуд с обводненной нефтью добавляют деэмульгатор (2—3 мл 2%-го раствора) и нагревают до температуры $40\text{--}60^\circ\text{C}$ в течение 1 ч.

Ход определения. В чистую сухую колбу наливают 100 мл анализируемой нефти, имеющей температуру $20\pm 3^\circ\text{C}$. Для парафинистых нефтей температура при наливке в колбу должна быть $33\pm 3^\circ\text{C}$.

В собранном аппарате колба должна стоять на асбестовой прокладке строго вертикально. Мерный цилиндр ставят под нижний конец трубки холодильника, так, чтобы трубка входила в цилиндр не менее чем на 25 мм, но не ниже метки 100 мл и не касалась стенок.

После сборки аппарата начинают равномерно нагревать колбу так, чтобы до падения первой капли дистиллята прошло 5—10 мин. Температуру в момент падения первой капли дистиллята с трубки холодильника считают температурой начала кипения (н.к.).

В дальнейшем скорость для отгона нефти должна быть 2—5 мл/мин, а в конце перегонки 2—2,5 мл/мин. Перегонку нефти ведут до 300°C . При этом отмечают температуру начала кипения и объемы дистиллятов при 100, 120, 150, 160°C и далее через каждые 20°C до 300°C . Остаток нефти в колбе после прекращения нагревания не измеряют.

§ 10. Отбор проб газа и сжиженных углеводородных газов

Для отбора проб газа из трубопроводов и технологических аппаратов применяют стеклянные аспираторы, газовые пипетки, газометры с гидравлическим затвором, сухие газометры.

Отбор проб в аспираторы и газометры с напорной воронкой. Из емкостей и газопроводов пробу газа отбирают в большинстве случаев в аспираторы (рис. 31), в газометры (рис. 32) и в газовые пипетки (рис. 33) при помощи запирающей жидкости. Аспиратор — это прибор, состоящий из двух склянок с боковыми тубусами. Тубусы соединены между собой резиновым шлангом.

Для забора газа один из сообщающихся сосудов опускают ниже другого. Вследствие разницы уровней заполняющая вышестоящий сосуд жидкость переливается в нижний сосуд, засасывая газ. В качестве напорной жидкости применяют насыщенный раствор поваренной соли.

Для отбора небольшого количества газа (100—150 мл) используют газовую пипетку. Градуированные газовые пипетки представляют собой сообщающиеся сосуды, соединенные резиновым шлангом. Вместимость пипетки не превышает 1 л.

Для отбора газа из трубопровода пипетку, заполненную жидкостью, подсоединяют к газопроводу. Опуская уравнительную склянку, набирают газ в градуированную пипетку.

В лабораториях широкое применение нашел газометр с напорной воронкой. Для взятия пробы газометр готовят следующим образом. При открытых кранах 3 и 1 через напорную воронку

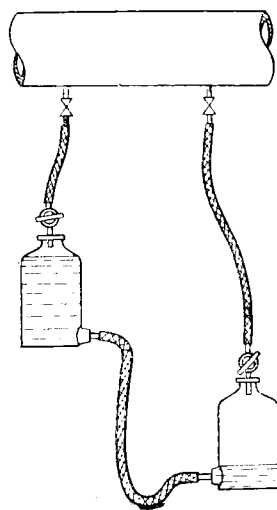


Рис. 31. Отбор пробы газа в аспиратор из газопровода

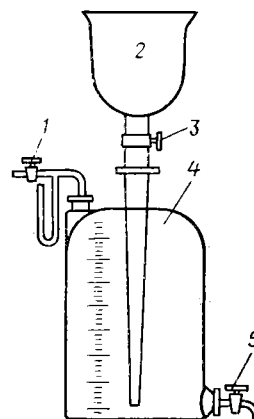


Рис. 32. Газометр с напорной воронкой:
1, 3, 5 — краны; 2 — воронка; 4 — сосуд

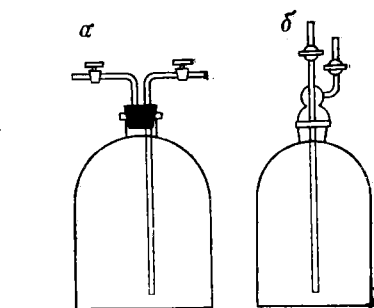
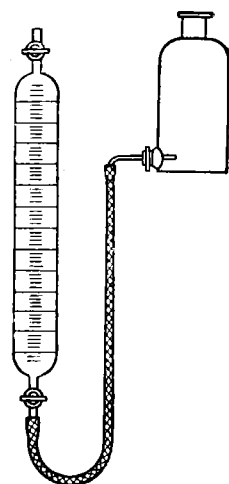


Рис. 34. Сухие газометры:
а — с резиновой пробкой; б — со шлифом

Рис. 33. Газовая пипетка

наливают в бутылку газометра свежий соляной раствор, пока из нее не вытеснится весь воздух. В воронке всегда оставляют соляной раствор, пробу испытуемого газа забирают в стеклянный газометр через кран 1 (см. рис. 32), в это время кран 5 также открыт и вода через него вытекает из газометра под напором поступающего газа. Кран 3 в это время закрыт.

Отбор проб газа при помощи запирающей жидкости применяют в тех случаях, когда давление газа в системе недостаточное или отсутствует, растворимость газовых компонентов в воде незначительна и анализ газа проводят непосредственно после отбора пробы.

Отбор проб в сухие газометры и сухие газовые пипетки. Если в трубопроводе достаточное давление газа и компоненты, входящие в состав газовой смеси, хорошо растворяются в воде (например, сероводород), то газ отбирают в сухие газометры и пипетки.

Сухой газометр представляет собой двугорлую или одногорлую склянку с двумя отводами и кранами (рис. 34). Для отбора пробы газа один отвод газометра присоединяют к источнику газа и продувают десятикратным объемом газа.

По окончании продувания закрывают кран газометра на выходе газа, затем быстро на входе, далее перекрывают источник газа.

Если давление в аппарате или газопроводе меньше атмосферного или равно ему, то из сухого газометра откачивают воздух масляным насосом, после чего заполняют его испытуемым газом до атмосферного давления.

Иногда для отбора и переноса проб используют резиновые баллоны: камеры футбольного мяча, шары-зонды, прорезиненные подушки. Перед отбором пробы резиновые баллоны продувают исследуемым газом не менее 4—5 раз. Резиновые баллоны имеют ограниченное применение из-за газопроницаемости резины и способности ее к химическому взаимодействию с некоторыми газами.

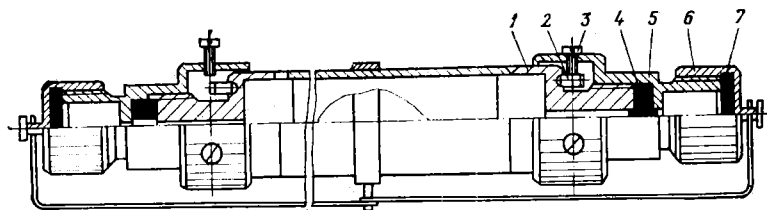


Рис. 35. Пробоотборник ПУ-50:

1 — корпус; 2 — штифт; 3 — винт; 4 — уплотнительное кольцо; 5 — запирающая втулка; 6 — заглушка; 7 — резиновая прокладка

Отбор сжиженных углеводородных газов широкой фракции. Для отбора проб сжиженных углеводородных газов применяют герметичные металлические пробоотборники типа ПУ (рис. 35) и ПГО (рис. 36).

При отборе сжиженного газа пробоотборник подсоединяют вертикально к пробоотборному устройству любым штуцером, затем открывают на один оборот выпускную и впускную запирающие втулки. Продувают пробоотборник отбираемым продуктом. Продувку заканчивают после появления ровной струи жидкости, затем закрывают последовательно выпускную и впускную запирающие втулки.

Пробу сжиженного газа, перекачиваемого по трубопроводу, отбирают из вертикального участка. Перед отбором пробы из емкости сжиженные газы должны отстояться от воды.

§ 11. Определение плотности газов

Плотность газа определяется массой газа, заключенной в единице его объема. Для характеристики газа иногда пользуются понятием относительной плотности — отношение массы газа к массе такого же объема воздуха при одинаковых условиях.

В лаборатории при определении плотности газа пользуются методами взвешивания, истечения и расчетным. Наиболее точный — метод взвешивания.

Определение плотности газа методом взвешивания. Для определе-

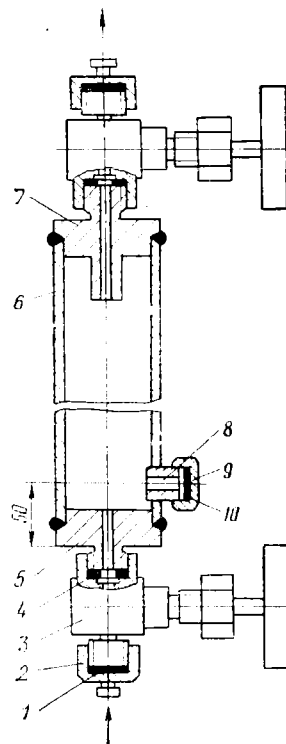


Рис. 36. Пробоотборник ПГО-400:

1, 9 — гайки накидные; 2, 4 — прокладки; 3 — впускной и выпускной вентили; 5 — днище нижнее; 6 — труба; 7 — днище верхнее; 8 — патрубок; 10 — мембрана резиновая

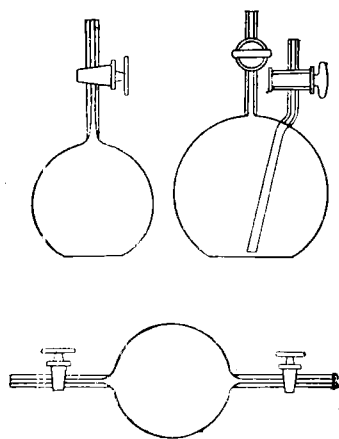


Рис. 37. Пикнометры газовые

ния плотности газа используют газовый пикнометр (рис. 37), который представляет собой круглодонную колбу вместимостью не менее 150 мл с одним капиллярным краном или двумя кранами.

Метод заключается в непосредственном взвешивании определенного объема газа и воздуха при комнатной температуре и атмосферном давлении.

Ход определения. Из сухого пикнометра удаляют воздух с помощью вакуум-насоса. После удаления воздуха пикнометр взвешивают. Затем открывают кран для наполнения пикнометра удаляют воздух с помощью с воздухом. Увеличение массы пикнометра, наблюдаемое иногда при взвешивании, указывает на отсутствие герметичности. В этом случае кран пикнометра следует промыть спиртом и эфиром, высушить, смазать и проверить.

Взвешенный и эвакуированный пикнометр присоединяют к аспиратору или пипетке с газом, предварительно открыв на них кран, и осторожным открыванием кранов переводят газ в пикнометр с помощью уравнительной склянки. Кран закрывают, пикнометр с газом взвешивают.

Р а с ч е т. Плотность подсчитывают по формуле

$$\rho_{\text{г}} = \frac{m_1 - m}{m_2 - m} \cdot 1,293,$$

где $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа, г/л; m_1 — масса пикнометра с газом, определенная взвешиванием, г; m_2 — масса пикнометра с воздухом, определенная взвешиванием, г; m — масса эвакуированного пикнометра, определенная взвешиванием, г; 1,293 — плотность воздуха при нормальных условиях, г/л.

Подсчет плотности газа известного состава. Хроматографическое определение компонентного состава газа позволяет легко подсчитать плотность газовой смеси.

Плотность газовой смеси подсчитывают по следующей формуле:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{A\rho_1 + B\rho_2 + C\rho_3 + \dots + N\rho_n}{100},$$

где $A, B, C, \dots, N$ — содержание отдельных компонентов газовой смеси, об.%; $\rho_1, \rho_2, \rho_3, \dots, \rho_n$ — плотность каждого газового компонента.

Пр и м е р. Подсчитать плотность газа состава, %: 75 — метана, 12 — пропана, 8 — ацетилена, 4 — двуокиси углерода и 1 — азота. Плотность (г/л) каж-

дого компонента определяют при нормальных условиях по формуле

$$\rho_i = M_i/22,4.$$

Подставив все данные в формулу, подсчитываем плотность данной газовой смеси, г/л:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{75 \cdot 0,717 + 12 \cdot 2,017 + 8 \cdot 1,177 + 4 \cdot 1,977 + 1 \cdot 1,251}{100} = 0,965.$$

§ 12. Хроматографический анализ сжиженных газов

Хроматографический метод анализа газовых смесей состоит в их сорбции твердыми или жидкими поглотителями с последующей десорбцией отдельных компонентов смеси.

Для определения углеводородного состава сжиженных газов широкой фракции углеводородов применяют хроматограф.

Для регистрации отдельных компонентов, выделяющихся в результате разделения смеси, в хроматографе предусмотрено детекторное устройство. Сигнализирующей системой служат полупроводниковые термисторы, которые включаются в мостовую электрическую схему и фиксируют разность теплопроводностей между потоком свободного газа-носителя и потоком смеси газа-носителя и компонента.

В качестве газа-носителя могут быть использованы водород, гелий или азот. В зависимости от компонентного состава анализируемых смесей хроматографическую колонку заполняют тем или иным сорбентом.

Приготовление сорбентов. 1. В качестве сорбента используют трепел зикеевского карьера, цеолиты, силикагели и шамотный кирпич (огнеупорный).

2. Для приготовления сорбента (легкой пористой породы) отсеивают 500 г фракции размером 0,25—0,50 мм, смачивают раствором углекислого натрия и сушат в течение 4 ч в сушильном шкафу при температуре 150 °С. Далее сорбент прокаливают в муфельной печи при температуре 800 °С в течение 3 ч.

3. Для модифицирования поверхности сорбента берут вазелиновое масло, динонилфталат или дибутилфталат. Наиболее четкое разделение предельных углеводородов происходит на колонке, заполненной сорбентом, модифицированным 8—9%-ным вазелиновым маслом или 25%-ным динонилфталатом.

Модифицирование поверхности трепела проводят следующим образом: вычисленное количество вазелинового масла или дибутилфталата растворяют в эфире в соотношении 1 : 25, помещают в круглодонную колбу, затем в нее насыпают сорбент. При этом вся масса сорбента должна быть пропитана смесью эфира и вазелинового масла. Колбу со смесью постоянно перемешивают до исчезновения запаха эфира. Процесс модификации ведут в работающем вытяжном шкафу.

Если сжиженный газ содержит непредельные углеводороды, то

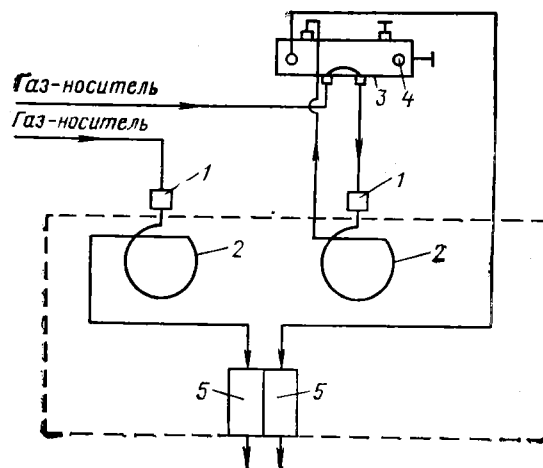


Рис. 38. Схема хроматографа:
1 — испаритель; 2 — колонка хроматографа; 3 — кран-дозатор; 4 — заглушка; 5 — детектор

для разделения компонентов применяют модифицированную окись алюминия.

Пробу сжиженных газов хроматограф с детектором по теплотворности вводят с низа вертикально расположенного пробоотборника медицинским шприцем или инъекционной иглой. При прохождении пробы через хроматографическую колонку в измерительную ячейку 5 (рис. 38) поступает поток гелия, содержащий компоненты газовой смеси. В сравнительный детектор поступает чистый гелий.

Так как потенциометр, включенный в диагональ измерительного равновесного моста, перед вводом в прибор анализируемой пробы устанавливается на нулевую отметку, то при поступлении смеси в измерительный детектор происходит разбаланс моста вследствие изменения теплотворности потока.

При этом перо потенциометра отклоняется от нулевого положения и на диаграммной бумаге вычерчивается кривая, имеющая форму пика. Чем выше концентрация, тем длиннее пик.

При анализе смесей на диаграммной бумаге вычерчивается хроматограмма, состоящая из ряда отдельных пиков, из которых каждый характеризует тот или иной компонент газовой смеси (рис. 39).

Долю индивидуального компонента (об.%) в анализируемом газе вычисляют по формуле

$$x_1 = \frac{S_1 \cdot 100}{\Sigma S_i},$$

где S_1 — приведенная площадь пика данного компонента, мм²;
 ΣS_i — сумма приведенных площадей пиков всех компонентов, мм².

Рис. 39. Хроматограмма газовой смеси углеводородов:

1 — воздух; 2 — метан; 3 — этан+этен; 4 — пропан; 5 — пропен; 6 — изобутан; 7 — н-бутан; 8 — бутен-1; 9 — изобутен; 10 — транс-бутен-2; 11 — цис-бутен-2; 12 — бутадиен-1,3; 13 — изопентан; 14 — 3-метил-бутен-1; 15 — н-пентан; 16 — пентен-1; 17 — 2-метил-бутен-1 — транс-пентен-2; 18 — цис-пентен-2



Приведенную площадь пика компонентов определяют по формуле

$$S_1 = habk,$$

где h — высота пика, мм; a — ширина пика, измеренная на середине высоты, мм; b — масштаб потенциометра; k — поправочный коэффициент чувствительности.

Поправочные коэффициенты чувствительности для детектора по теплопроводности (газ-носитель гелий или водород) приведены ниже.

Углеводороды	Массовые коэффициенты чувствительности
Метан	0,64
Этан + этен	0,87
Пропан	0,99
Пропен	0,99
Изобутан	1,03
н-Бутан	1,00
Бутен-1	1,01
Изобутен	1,01
транс-Бутен-2	0,97
цис-Бутен-2	0,97
Бутадиен-1,3	1,02
Изопентан	1,12
3-Метил-бутен-1	1,13
н-Пентан	0,99
Пентен-2	1,13
2-Метил-бутен-1 + транс-Пентен-2	1,13
цис-Пентен-1	1,13

Для сокращения времени анализа содержания углеводородов C_6 + высшие в широкой фракции можно определять методом обратной продувки колонки хроматографа с регистрацией суммарного пика углеводородов.

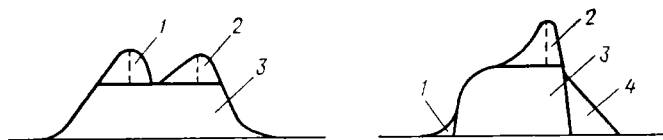


Рис. 40. Разбивка суммарной площади пика углеводородов на ряд правильных геометрических фигур:

1, 2, 4 — треугольники; 3 — трапеция

При анализе с обратной продувкой колонки суммарная площадь компонентов может фиксироваться на хроматограмме в виде неполностью разделенных пиков. В этом случае общую площадь, соответствующую содержанию смеси компонентов, разбивают на ряд правильных геометрических фигур, площадь которых вычисляют раздельно, а затем суммируют (рис. 40).

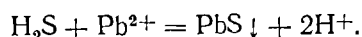
Используя методы газожидкостной хроматографии в промышленных лабораториях, определяют также содержание $C_2—C_5$ в нефти.

§ 13. Определение содержания сероводорода в газе

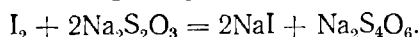
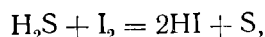
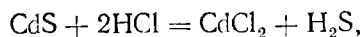
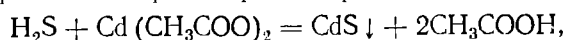
Пробы газа для определения сероводорода отбирают только в сухие газометры или пипетки. Отбор газа в стальные баллоны не рекомендуется, так как присутствующий в газе сероводород вступает в реакцию со стенками баллона. При отборе пробы в газометр с водным затвором сероводород растворяется в воде.

Определение содержания сероводорода рекомендуется проводить в день отбора пробы газа, так как сероводород — соединение нестойкое и при хранении легко окисляется.

Качественная реакция. Фильтровальная бумага, смоченная раствором уксуснокислого свинца, в присутствии сероводорода окрашивается в бурый цвет.



Количественное определение. Сущность метода заключается в поглощении сероводорода из газа раствором уксуснокислого кадмия. Образовавшийся сернистый кадмий в кислой среде и выделившийся при этом сероводород определяются иодометрически:



Ход определения. Прибор для определения сероводорода (рис. 41) состоит из двух поглотительных склянок Дрекслея, соединенных последовательно, аспиратора. Один поглотитель присоединяется к источнику газа, а другой — к аспиратору, который используют для измерения пропущенного газа.

В поглотительные склянки наливают по 100 мл уксуснокислого

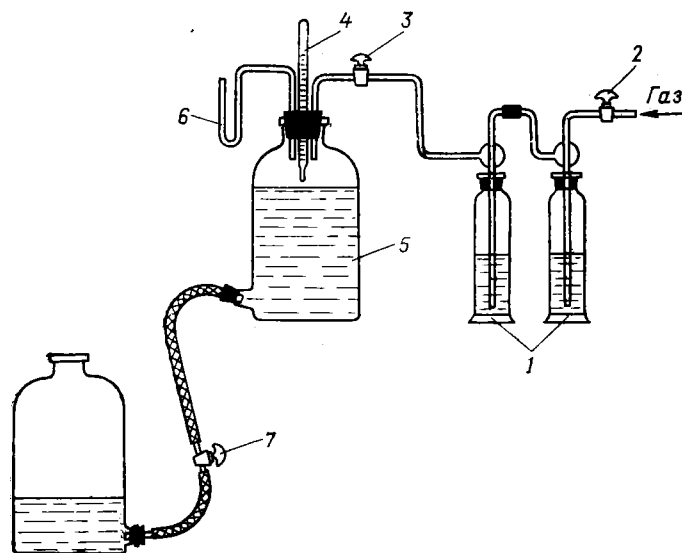


Рис. 41. Схема установки для определения H_2S :
1 — склянка Дрекселя; 5 — аспиратор; 2, 3, 7 — краны; 4 — термометр; 6 — манометр

кадмия. Пропускают через прибор анализируемый газ со скоростью 120—150 мл/мин, чтобы поглотительный раствор во второй склянке оставался прозрачным. Появление осадка во второй поглотительной склянке указывает на неполное поглощение сероводорода в первой склянке. В этом случае скорость пропускания газа следует уменьшить.

Количество газа, необходимое для определения, зависит от концентрации сероводорода в исследуемом газе. На анализ берется 1 л газа, если содержание H_2S более 0,2 %. При малых содержаниях H_2S в газе для анализа берется более 50 л газа, количество пропущенного газа при этом регистрируется газовым счетчиком, установленным после склянки Дрекселя. После пропуска газа содержимое поглотительных склянок сливают в коническую колбу, поглотители ополаскивают дистиллированной водой, затем приливают 25 мл титрованного 0,1 н. раствора иода и 10 мл 10%-го раствора HCl . Колбу плотно закрывают и ставят на 5 мин в темное место. Одновременно готовят контрольную пробу. 100 мл раствора уксуснокислого кадмия переносят в коническую колбу, добавляют те же реактивы в такой же последовательности.

Далее содержимое колб титруют 0,1 н. раствором тиосульфата натрия сначала до соломенного цвета, а после добавления крахмала — до исчезновения синего окрашивания.

Расчет. По разности объемов раствора тиосульфата натрия, пошедшего на титрование контрольной и рабочей проб, определяют содержание (%) сероводорода в газе:

$$H_2S = \frac{0,0017 (V_1 - V_2) k}{b} \cdot 100,$$

где 0,0017 — количество H_2S , эквивалентное 1 мл точно 0,1 г раствора иода, г; V_1 — количество 0,1 г раствора $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$, пошедшее на титрование холостой пробы, мл; V_2 — то же, на титрование пробы с анализируемым газом; b — количество взятого для анализа газа; k — коэффициент 0,1 н. раствора тиосульфата натрия.

Содержание в смеси газов можно также определить хроматографическим методом. При этом в качестве твердого сорбента используют полисорб.

Контрольные вопросы

1. Как устроено пробозаборное устройство из трубопроводов?
2. Как осуществляется отбор проб нефти из резервуаров?
3. Как определяется плотность жидкости?
4. Определение содержания воды в нефти методом Дина и Старка.
5. Определение содержания хлористых солей в нефти.
6. Определение вязкости нефти и нефтепродукта.
7. Как определить содержание механических примесей в нефти и нефтепродукте?
8. Как определить содержание сульфида железа в нефтяной фазе?
9. Метод определения содержания серы в нефти и нефтепродукте.
10. Как определить фракционный состав нефти?
11. Методы отбора проб газа.
12. Метод отбора проб сжиженных углеводородных газов.
13. Метод определения плотности газа взвешиванием.
14. Метод хроматографического анализа сжиженных газов.
15. Определение содержания сероводорода в газе.

Глава VI

ХАРАКТЕРИСТИКА И ЛАБОРАТОРНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ ПЛАСТОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

§ 1. Формы выражения химического состава

В настоящее время основная форма выражения результатов анализа растворенных в воде веществ — ионная.

При анализе химического состава воды определяют содержание в воде ионов калия, натрия, кальция, магния, хлора, сульфатов, гидрокарбоната (K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^-).

В результате анализа находят количество (массу) каждого из ионов.

В качестве примера приведем результаты одного из анализов пластовой воды со скважины. (Плотность пластовой воды 1,083 г/мл.)

Ионы	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Σ(K ⁺ +Na ⁺)	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Концентрация ионов:						
массовая доля, % . .	0,8575	0,1965	—	6,8255	0,0052	0,0056
эквивалентная форма, мл/100 г раствора . .	42,79	16,16	133,75	192,5	0,11	0,09
эквивалентная доля, %	11,0	4,19	34,71	49,95	0,03	0,02

Общая минерализация $R=385,40$ Эм/100 г раствора.

Характеристика по Пальмеру:

$$S_1 = 69,42, \quad S_2 = 30,54, \quad A_1 - \text{отсутствие}, \quad A_2 = 0,04.$$

Характеристика по Сулину:

$$\frac{Na^+ + K^+}{Cl^-} = 0,69, \quad \frac{Cl^- - \Sigma(Na^+ + K^+)}{Mg^{2+}} = 3,5,$$

$$SO_4^{2-}/Cl^- = 0,00057, \quad Ca^{2+}/Mg^{2+} = 2,64.$$

Результаты анализов указанной пластовой воды приведены ниже.

Ионы	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Σ(K ⁺ +Na ⁺)	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Концентрация ионов:						
мг/л	9286,72	2128,1	—	73920,17	56,32	60,65
эквивалентная форма, мг/л раствора	463,42	175,01	1448,51	2084,78	1,19	0,97
эквивалентная доля, %	11,1	4,19	34,71	49,95	0,03	0,02

Общая минерализация $R=4173,88$ мг/л.

Для перевода процентной концентрации ионов в мг/л пользуются переводным коэффициентом $K=\rho \cdot 10\,000$, где ρ — плотность пластовой воды, мг/мл.

Результаты определения химического состава пересчитывают в эквивалентную форму, мг.

Эквивалентную форму можно выразить в миллиграммах на 100 г раствора или в миллиграммах на 1 л раствора. Для перевода из процентной формы в эквивалентную надо количество определяемого иона разделить на эквивалентную массу иона.

Например, содержание Cl⁻ в исследуемой воде составляет 6,8255 %, тогда эквивалентная форма (мг/100 г) равна

$$Cl^- = \frac{6,8255 \cdot 100}{35,46} = 192,5.$$

Эквивалентную форму химического состава (мг/л) определяют или делением количества данного иона в миллиграммах на эквивалентную массу иона, например,

$$Ca^{2+} = \frac{9286,725}{20,04} = 463,42,$$

или переводом миллиграмм на 100 г в миллиграмм на 1 л. Для этого используют коэффициент $K = \rho \cdot 10$, где ρ — плотность пластовой воды.

Для Ca^{2+}

$$42,79 \cdot 1,083 \cdot 10 = 463,4.$$

Сумму ионов $\Sigma(\text{Na}^+ + \text{K}^+)$ вычисляют как разность сумм эквивалентной формы в мг/100 г анионов и катионов.

$$\begin{array}{ll} \text{A} — \text{анионы} & \text{K} — \text{катионы} \\ (\text{отрицательные ионы}) & (\text{положительные ионы}) \end{array}$$

$$\Sigma \text{A} - \Sigma \text{K} = \Sigma (\text{Na}^+ + \text{K}^+).$$

В нашем случае

$$(\text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-} + \text{HCO}_3^-) - (\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}) = (192,50 + 0,11 + 0,09) - (42,79 + 16,16) = 135,75 \Sigma (\text{Na}^+ + \text{K}^+)$$

или

$$\Sigma (\text{Na}^+ + \text{K}^+) = (2084,78 + 1,19 + 0,97) - (463,42 + 175,10) = 1448,51.$$

Для пересчета содержания суммы катионов $\Sigma(\text{Na}^+ + \text{K}^+)$ из эквивалентной формы мг/100 г в мг/л величину эквивалентной формы умножают на эмпирический коэффициент, равный 25 для пресных вод и 24 — для минерализованных.

Результаты определения химического состава пластовых вод могут быть выражены также в процент-эквивалентной форме. Для перехода от эквивалентной формы к процент-эквивалентной проводят следующий расчет: сумма эквивалентной формы мг/100 г катионов и анионов принимается за 100 %, а эквивалентная форма вычисляемого иона — за x %

$$\begin{array}{l} \Sigma (\text{A} + \text{K}) — 100 \% \\ \text{A} \quad \quad \quad — x \% \\ \% \text{ экв. A} = \frac{\text{A} \cdot 100}{\Sigma (\text{A} + \text{K})} \end{array}$$

Пример: рассчитать % эквивалентов иона SO_4^{2-} .

Величина эквивалентной формы мг/100 г катионов и анионов составляет:

$$\begin{array}{l} \Sigma \text{K} + \Sigma \text{A} = 4173,88 \\ \text{ион } \text{SO}_4^{2-} = 1,19 \\ \text{SO}_4^{2-} = \frac{1,19 \cdot 100}{4173,88} = 0,03 \% \text{ экв.} \end{array}$$

§ 2. Химическая классификация пластовых вод

Большинство классификаций основано на химическом составе природных вод и количественных соотношениях между отдельными компонентами растворенных в воде веществ.

Для характеристики вод нефтяных месторождений используют классификации вод по Пальмеру и по Сулину.

Классификация вод по Пальмеру. В основу этой классификации положено соотношение в воде количеств эквивалентной массы (мг) ионов щелочных металлов натрия, калия, ионов щелочноземельных металлов кальция, магния (Ca^{2+} , Mg^{2+}) и анионов сильных кислот (Cl^- , SO_4^{2-}).

При вычислении пользуются данными процент-эквивалентной формы.

Для характеристики качества вод используют четыре показателя.

S_1 — первичная соленость. Образуют соли сильных кислот и сильных оснований. S_1 представляет сумму процент-эквивалентов ионов щелочных металлов (Na^+ , K^+) с равным количеством анионов сильных кислот (Cl^- , SO_4^{2-}).

A_1 — первичная щелочность. Образуют соли сильных оснований (Na^+ , K^+) и слабых кислот (HCO_3^-). A_1 — характеризует мягкую воду. A_1 вычисляют как разность сумм процент-эквивалентов щелочных металлов и анионов сильных кислот:

$$A_1 = \% \text{ экв. } (\text{Na}^+ + \text{K}^+) - \% \text{ экв. } (\text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-}).$$

S_2 — вторичная соленость. Образуют соли щелочноземельных металлов (Ca^{2+} , Mg^{2+}) и сильных кислот (Cl^- , SO_4^{2-}). S_2 представляет собой сумму процент-эквивалентов ионов сильных кислот, оставшихся в избытке после соединения ионов щелочных металлов с ионами сильных кислот, с равным количеством процент-эквивалентов щелочноземельных металлов. S_2 определяет постоянную жесткость. S_2 рассчитывают следующим образом

$$S_2 = 2 [\% \text{ экв. } \text{Cl}^- + \% \text{ экв. } \text{SO}_4^{2-}] - \% \text{ экв. } (\text{Na}^+ + \text{K}^+).$$

A_2 — вторая щелочность — сумма процент-эквивалентов ионов щелочноземельных металлов (Ca^{2+} , Mg^{2+}), оставшихся в избытке после соединения их с избытком сильных кислот, с равным количеством процент-эквивалентов слабых кислот (HCO_3^-). A_2 характеризует временную жесткость. A_2 вычисляют так:

$$A_2 = 2 \{ [\% \text{ экв. } (\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+})] - [\% \text{ экв. } (\text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-}) - \% \text{ экв. } (\text{Na}^+ + \text{K}^+)] \}.$$

В качестве примера рассмотрим вычисление характеристик Пальмера для воды, состав которой приведен в табл. 5.

$$S_1 = [\% \text{ экв. } (\text{Na}^+ + \text{K}^+)] \cdot 2 = 34,71 \cdot 2 = 69,42,$$

$$A_1 = 0, \text{ так как } \% \text{ экв. } (\text{Na}^+ + \text{K}^+) < \% \text{ экв. } (\text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-}).$$

$$S_2 = 2 [\% \text{ экв. } (\text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-}) - \% \text{ экв. } (\text{Na}^+ + \text{K}^+)] = \\ = 2 [(49,95 + 0,003) - 39,71] = 30,54,$$

$$A_2 = 2 [(11,10 + 4,19) - (49,95 + 0,03) - 34,71] = 0,04.$$

Следовательно,

$$S_1 = 69,42, \quad A_1 = 0, \quad S_2 = 30,54, \quad A_2 = 0,04.$$

Классификация вод по Пальмеру определяет класс, к которому относится пластовая вода.

Классификация природных вод по Сулину. Эту классификацию широко применяют в нефтегазодобывающей промышленности. По данной классификации природные воды подразделяются на четыре типа:

- I тип — сульфатонатриевые,
- II тип — гидрокарбонатнатриевые,
- III тип — хлормagneиные,
- IV тип — хлоркальциевые.

По величине отношений эквивалентной массы (мг) отдельных ионов находят, к какому типу относится вода:

$$\frac{r(\text{Na}^+ + \text{K}^+)}{r\text{Cl}^-},$$

где r — количество эквивалентной массы (мг) иона в 100 г воды.

Если $r(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/r\text{Cl}^- > 1$, то вода относится к I или II типу.

Чтобы различить I тип или II тип, определяют величину отношения

$$\frac{r(\text{Na}^+ + \text{K}^+) - r\text{Cl}^-}{\text{SO}_4^{2-}}.$$

Если величина этого отношения больше 1, то вода принадлежит к II типу (гидрокарбонатнатриевых), если же меньше 1, то вода принадлежит к типу сульфатонатриевых.

При отношении

$$\frac{r(\text{Na}^+ + \text{K}^+)}{r\text{Cl}^-} < 1$$

воду относят к типу хлормagneиных или хлоркальциевых.

К какому из этих типов относится пластовая вода, определяют отношением

$$\frac{r\text{Cl}^- - r(\text{Na}^+ + \text{K}^+)}{r\text{Mg}^{2+}}.$$

Если величина отношения больше единицы

$$\frac{r(\text{Cl}^- - r(\text{Na}^+ + \text{K}^+))}{r\text{Mg}^{2+}} > 1,$$

то вода относится к типу хлоркальциевых или к типу хлормagneиных. Каждый тип воды в свою очередь подразделяется на группы; группы подразделяются на подгруппы.

Отнесение вод к определенной группе и подгруппе проводят на основании определения величины отношения эквивалентов отдельных ионов.

Различают группы: гидрокарбонатные А, сульфатные Б, хлоридные В.

$$\frac{r \text{HCO}_3^-}{r \text{SO}_4^{2-}} > 1 - \text{группа А, гидрокарбонатная вода.}$$

$$\frac{r \text{SO}_4^{2-}}{r \text{Cl}^-} > 1 - \text{группа Б, сульфатная.}$$

$$\frac{r \text{SO}_4^{2-}}{r \text{Cl}^-} < 1 - \text{группа В, хлоридная.}$$

Подгруппы:

$$\frac{r \text{Ca}^{2+}}{r \text{Mg}^{2+}} > 1 - \text{подгруппа кальциевых.}$$

$$\frac{r \text{Ca}^{2+}}{r \text{Mg}^{2+}} = 2 - 3,5 - \text{подгруппа кальциевых вод (без H}_2\text{S).}$$

$$\frac{r \text{Ca}^{2+}}{r \text{Mg}^{2+}} = 1 - 2 - \text{подгруппа кальциевых вод с угленосных горизонтов.}$$

$$\frac{r \text{Ca}^{2+}}{r \text{Mg}^{2+}} < 1 - \text{подгруппа магниевых.}$$

Определим, к какому типу вод согласно классификации Сулина (табл. 4) относится вода, состав которой указан на стр. 99.

Пример: 1. Подсчитываем величину отношения

$$\frac{r (\text{Na}^+ + \text{K}^+)}{r \text{Cl}^-} = \frac{133,75}{192,50} = 0,69.$$

Отношение меньше единицы, следовательно, вода относится к типу хлор-магниевых или хлоркальциевых.

2. Находим отношение

$$\frac{r (\text{Cl}^- - (\text{Na}^+ + \text{K}^+))}{r \text{Mg}^{2+}} = \frac{192,5 - 133,75}{16,16} = 3,5,$$

т. е. оно больше единицы. Следовательно, пластовая вода относится к типу хлоркальциевых.

3. Определим отношение

$$\frac{r \text{SO}_4^{2-}}{r \text{Cl}^-} = \frac{0,11}{192,50} = 0,00057.$$

Вода относится к группе хлоридных вод.

4. Коэффициент

$$\frac{r \text{Ca}^{2+}}{r \text{Mg}^{2+}} = \frac{42,79}{16,16} = 2,64$$

указывает на то, что вода относится к подгруппе кальциевых вод без сероводорода.

Рассматриваемая пластовая вода относится к типу хлоркальциевых, группе хлоридных, подгруппе кальциевых, к классу S_1 .

Таблица 4

Классификация природных вод по Сулину

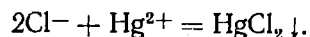
I тип сульфатонатриевых вод $\frac{Na^++K^+}{Cl^-} > 1$ $\frac{Na^+-Cl^-}{SO_4^{2-}} < 1$	II тип гидрокарбонатнонатриевых вод $\frac{Na^++K^+}{Cl^-} > 1$ $\frac{Na^+-Cl^-}{SO_4^{2-}} > 1$	III тип хлормagneзиевых вод $\frac{Na^++K^+}{Cl^-} < 1$ $\frac{Cl^--Na^+}{Mg^{2+}} < 1$	IV тип хлоркальциевых вод $\frac{Na^++K^+}{Cl^-} < 1$ $\frac{Cl^--Na^+}{Mg^{2+}} > 1$
A — группа гидрокарбонатных вод 1. Класс A_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых Б — группа сульфатных вод 1. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых 2. Класс S_1 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых В — группа хлоридных вод а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых в) подгруппа натриевых	A — группа гидрокарбонатных вод 1. Класс A_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых Б — группа сульфатных вод 1. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых В — группа хлоридных вод 1. Класс S_1 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых в) подгруппа натриевых 2. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых	A — группа гидрокарбонатных вод 1. Класс A_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых Б — группа сульфатных вод 1. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых 2. Класс S_1 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых В — подгруппа хлоридных вод 1. Класс S_1 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых в) подгруппа натриевых 2. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых	A — группа гидрокарбонатных вод 1. Класс A_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых Б — группа сульфатных вод 1. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых 2. Класс S_1 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых В — подгруппа хлоридных вод 1. Класс S_1 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых в) подгруппа натриевых 2. Класс S_2 а) подгруппа кальциевых б) подгруппа магниевых

§ 3. Методы определения химического состава пластовых вод

В пластовых водах определяют содержание шести основных ионов: Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Cl^- , HCO_3^- и CO_3^{2-} .

Перед началом анализа определяют плотность пластовой воды. Если она меньше 1,05 г/мл, воду разводят в соотношении 1:10, если больше 1,05 г/мл — то в соотношении 1:50.

Определение иона хлор (Cl^-). Метод основан на осаждении иона хлор азотнокислой ртутью:



Проведению определения иона хлора мешает наличие в воде сероводорода, поэтому прежде всего необходимо убедиться в отсутствии сероводорода. Его определяют по запаху или посредством свинцовой бумаги (почернение).

Сероводород удаляют кипячением воды в течение 5—20 мин.

Перед титрованием вода должна быть охлаждена до комнатной температуры. Определяют плотность. В зависимости от ее величины пластовую воду разводят дистиллированной водой в соотношении 1:10 или 1:50. Берут 5 мл или 25 мл исследуемой воды в мерную колбу вместимостью 250 мл и до мерной метки доливают дистиллированную воду. Отбирают 20 мл разведенной воды пипеткой в колбу 100 мл, добавляют 4 капли 10%-го индикатора — нитропруссид натрия и титруют 0,1 н. раствором азотнокислой ртути до появления белой мути.

Расчет (в мас. %)

$$\text{Cl}^- = \frac{n \cdot 5 \cdot 50 \cdot \kappa \cdot 35,46}{\rho \cdot 1000},$$

где n — количество ушедшего на титрование азотнокислой ртути, мл; 5 — приведение к 100 мл; 50 — разведение; κ — поправка к титру; n — нормальность раствора азотнокислой ртути; 35,46 — эквивалентная масса иона хлор; 1000 — для перевода в миллиметры.

Определение гидрокарбонат-иона HCO_3^- . Метод определения основан на титровании пробы воды растворами серной или соляной кислот. Поскольку в глубинных водах гидрокарбонат-иона (HCO_3^-) очень мало, то для его определения берут 50—100 мл пластовой воды, титруют 0,1 н. раствором соляной кислоты в присутствии индикатора метилового оранжевого до слабо-розового окрашивания.

Для наблюдения конца реакции очень полезно иметь контрольную пробу.

Расчет (в мас. %)

$$\text{HCO}_3^- = \frac{n \kappa \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 61}{\rho \cdot 1000},$$

где n — количество соляной кислоты, пошедшей на титрование, мл; 0,1 — нормальность соляной кислоты; 2 — приведение к 100 мл;

61 — эквивалентная масса гидрокарбоната; ρ — плотность пластовой воды, г/мл.

Определение Ca^{2+} и Mg^{2+} . Наиболее быстрый и точный — это трилонометрический метод определения ионов кальция и магния.

Сущность метода заключается в образовании малодиссоциированных комплексов при взаимодействии трилона-Б с ионами кальция и магния Ca^{2+} , Mg^{2+} . В качестве индикатора применяют хромоген черный, кислотный хром синий К, кислотный хром темно-синий, специальный индикатор Еп-00, которые с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} дают цветные реакции.

Окраска растворов зависит от рН раствора, поэтому, чтобы исключить влияние рН, в титруемую пробу добавляют буферный раствор, содержащий NH_4OH и NH_4Cl .

Ход определения. Берут 5 мл исследуемой воды в мерную колбу 250 мл, доводят дистиллированной водой до метки. 20 мл разведенной воды отмеряют в колбу емкостью 100 мл, добавляют 80 мл дистиллированной воды, а также 5 мл аммиачной буферной смеси и немного сухого индикатора (хромогена черного).

Титруют 0,05 н. раствором трилона-Б при энергичном перемешивании до перехода от винно-красной окраски в голубой цвет.

Изменение окраски в конечной точке титрования у кислотного хром синего К индикатора — из розово-красного в сиреневый, а у кислотного хром темно-синего — из розово-красного в сиренево-голубой.

После определения общего содержания ионов $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ находят содержание ионов Ca^{2+} . Содержание Mg^{2+} вычисляют из разности между общим содержанием ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$) и содержанием Ca^{2+} . Определяют ионы Ca^{2+} в той же последовательности, что и общее содержание ионов $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$. В качестве индикатора используют мурексид, который с ионами кальция образует малодиссоциируемое соединение

$$\text{Ca}^{2+} = \frac{n \cdot 5 \cdot 50 \cdot \text{нк} \cdot 20,04}{\rho \cdot 1000},$$

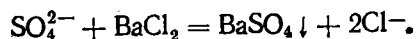
$$\text{Mg}^{2+} = \frac{n \cdot 5 \cdot 50 \cdot \text{нк} \cdot 12}{\rho \cdot 1000},$$

где n — количество трилона Б, ушедшего на титрование, мл; 5 — приведение к 100 мл; 50 — разведение; 20,04; 12 — эквивалентная масса Ca^{2+} , Mg^{2+} ; ρ — плотность пластовой воды; нк — поправка к титру.

Определение содержания сульфат-иона SO_4^{2-} . Наиболее распространенный метод определения в сточной воде сульфат-иона — массовый. Метод основан на образовании практически нерастворимого в слабокислотной среде сульфата бария BaSO_4 .

К 50 мл пробы (может быть использована проба после определения HCO_3^-) прибавляют 1 мл концентрированной соляной кислоты HCl (плотность 1,19 г/мл). Нагревают до кипения и

добавляют горячий 10%-ный раствор хлористого бария в количестве 15 мл:



Осадку сульфата бария дают отстояться, добавляют несколько капель хлористого бария (для проверки полноты осаждения). Для укрупнения осадка сульфата бария пробу оставляют на 3—4 ч. Затем осадок фильтруют через фильтр (синяя лента). Осадок промывают дистиллированной водой до отсутствия иона хлора. Переносят осадок вместе с фильтром в предварительно прокаленный и взвешенный тигель, сушат в сушильном шкафу и сжигают в муфеле.

В муфеле прокаливают при температуре 900 °С в течение 1 ч, затем охлаждают в эксикаторе 30 мин и взвешивают.

Содержание сульфат-иона SO_4^{2-} (мас. %) вычисляют по формуле

$$x_{\text{SO}_4^{2-}} = \frac{m \cdot 0,4115 \cdot 2}{\rho},$$

где m — масса осадка BaSO_4 , г; 0,4115 — коэффициент для перевода сульфата бария BaSO_4 в сульфат-ион SO_4^{2-} ; 2 — коэффициент разбавления до 100 мл; ρ — плотность исследуемой воды, г/мл.

Пользуясь массовым методом, можно определить количество (мг/л) SO_4^{2-} в 1 л пробы:

$$x_{\text{SO}_4^{2-}} = \frac{m \cdot 100 \cdot 0,4115}{V},$$

где m — масса осадка BaSO_4 , мг; V — объем пробы, взятой для анализа, мл.

Ускоренный способ определения сульфат-ионов в сточных водах (фототурбидиметрический метод). Сущность метода заключается в измерении оптической плотности суспензии сульфата бария BaSO_4 , образующейся при взаимодействии сульфат-ионов с осадительной смесью, содержащей стабилизирующие добавки. Отличается быстротой выполнения и достаточной точностью.

Оборудование и реактивы. Микробюретка, колбы мерные, колбы конические, пипетки, фотоэлектрокалориметр ФЭК-56М, КФО-1. Натрий сернокислый безводный ч. д. а., натрий хлористый х. ч., барий хлористый ч. д. а. Соляная кислота, глицерин ч. д. а., индикаторная бумага.

Приготовление стандартного раствора сульфата натрия. Na_2SO_4 высушивают до постоянной массы при температуре 100—105 °С. Навеска 1,479 г Na_2SO_4 , взвешенная с точностью до 0,001 г, растворяется в дистиллированной воде до 1 л. Концентрация сульфат-ионов в стандартном растворе будет составлять 1 г/л.

Приготовление осадительной смеси. В 500 мл дистиллированной воды растворяют последовательно 120 г хлори-

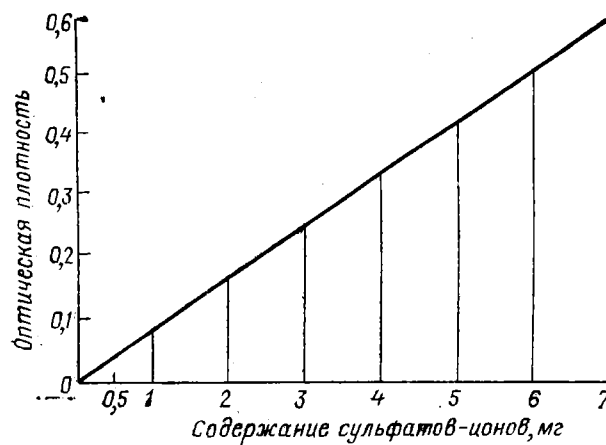


Рис. 42. Зависимость оптической плотности суспензии сульфата бария от содержания сульфат-ионов

стого натрия NaCl , 10 мл концентрированной соляной кислоты HCl , 500 мл глицерина, 50 г хлористого бария, и весь раствор тщательно перемешивается.

Построение калибровочной кривой. В мерные колбы вместимостью 100 мл вводится последовательно 0,0 (холостая проба), 0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 4,0 мл и т. д. стандартного раствора сульфата натрия. В каждую колбу приливается 50 мл дистиллированной воды, 10 мл осадительной смеси и дистиллированной водой доводят до 100 мл. Перемешивают в течение 1 мин. Через 6 мин происходит повторное перемешивание, и в течение 15 с замеряется оптическая плотность суспензии на ФЭК-56 с синим фильтром, толщина рабочего слоя кювета 10 мм. В качестве раствора сравнения используется дистиллированная вода.

Из показаний оптической плотности каждого раствора вычитается значение оптической плотности при контрольном опыте.

Строят градуировочную кривую зависимости оптической плотности от концентрации сульфат-ионов, мг (рис. 42).

Ход определения. Анализируемую пробу фильтруют через бумажный фильтр, отмеряют определенный объем и переносят в мерные колбы вместимостью 100 мл. Приливают 50 мл дистиллированной воды, 10 мл осадительной смеси, доводят дистиллированной водой до 100 мл. Перемешивание и измерение проводят так же, как и при построении калибровочной кривой.

Для определения содержания сульфат-ионов в сточных водах в пределах от 0,002 до 1 г/л объем анализируемой воды составляет 5—50 мл.

Для определения содержания сульфат-ионов в пределах от 1 до 5 г/л предварительно проводят 10-кратное разбавление в мерных колбах вместимостью 200—250 мл и отбирают на анализ 10 мл разбавленного раствора.

Определив величину оптической плотности, по калибровочной кривой находят соответствующее содержание сульфат-ионов и рассчитывают концентрацию (г/л) сульфат-ионов в анализируемой воде по формуле

$$x_{\text{SO}_4^{2-}} = m/V,$$

где m — содержание сульфат-ионов, найденное по калибровочной кривой, мг; V — объем пробы, взятой для анализа, мл.

Если анализируемую пробу воды предварительно разбавляют, то при расчете учитывают разбавление по формуле

$$x_{\text{SO}_4^{2-}} = mk/V,$$

где k — кратность разбавления, $k = V_2/V_1$; V_1 — объем воды, взятый на разбавление, мл; V_2 — объем мерной колбы, в которой разбавляли, мл.

Пример. Для анализа берут 25 мл сточной воды. В емкость 100 мл приливают 25 мл сточной воды, 25 мл дистиллированной воды, 10 мл осадительной смеси и доводят дистиллированной водой объем раствора до 100 мл. Определяют оптическую плотность контрольной пробы 0,011 и оптическую плотность суспензии — 0,134. Определили разность оптических плотностей $0,134 - 0,011 = 0,123$. По калибровочной кривой находят соответствующее содержание сульфат-ионов — 1,44.

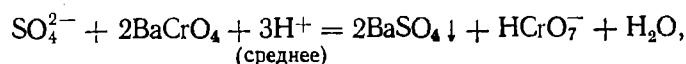
Концентрация SO_4^{2-} (г/л) в сточной воде

$$\text{SO}_4^{2-} = 1,44/25 = 0,0576.$$

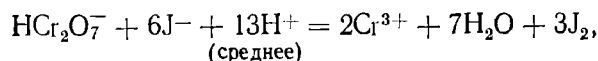
Пример. 25 мл воды разбавляют до 250 мл (10-кратное разбавление), отбирают 10 мл из разбавленного раствора. Дальнейшее действие описано выше. Оптическая плотность суспензии 0,260, разность оптических плотностей $0,260 - 0,011 = 0,249$. По калибровочной кривой находят содержание сульфата-иона

$$\text{SO}_4^{2-} = 2,98 \cdot 25/10 \cdot 25 = 2,98.$$

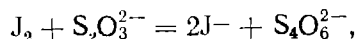
Иодометрический метод определения сульфат-иона SO_4^{2-} . Метод основан на том, что хромовокислый барий BaCrO_4 , вступая в обменную реакцию с растворенными в воде сульфатами, выделяет эквивалентное содержанию сульфат-иона количество хромовой кислоты:



которая, вступая в обменную реакцию с иодистым калием, выделяет эквивалентное количество иода



титруемое серноватистокислым натрием $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$



на один ион SO_4^{2-} выделяется три молекулы иода.

Ход определения. Отфильтрованную пробу в количестве 100 мл отбирают в коническую колбу. Объем пробы доводят ди-

стиллированной водой до 200 мл. Добавляют 0,5 г сухого хромовокислого бария и 1 мл 2,5 н. раствора соляной кислоты. Кипятят жидкость 2—4 мин до проявления бурой окраски.

Сняв колбу с нагревательного прибора, нейтрализуют жидкость раствором аммиака, прибавляя его по каплям до желто-зеленого окрашивания содержимого колбы и остужают до температуры 15°C. Снова проверяют реакцию жидкости.

Раствор переносят в мерную колбу вместимостью 250 мл, дистиллированной водой доводится до метки. Мерную колбу с раствором тщательно перемешивают в течение 5 мин и фильтруют через беззольный фильтр (синяя лента). Первую порцию фильтрата выливают. После окончания фильтрации отмеряют 100 мл фильтрата в коническую колбу с притертой пробкой, добавляют 10 мл 10%-го раствора иодистого калия и 5 мл 2,5 н. раствора соляной кислоты. Пробу выдерживают в течение 20 мин в темном месте.

Полученный раствор титруют 0,05 н. раствором тиосульфата натрия $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ до светло-желтого окрашивания. Добавляют 1—2 капли крахмала и снова титруют до соломенного цвета.

Содержание сульфат-иона SO_4^{2-} в исследуемой пробе (мг/л) вычисляют по формуле

$$x_{\text{SO}_4^{2-}} = n \cdot 1,601 \cdot 12,5,$$

где n — расход точно 0,05 н. раствора тиосульфата натрия на титрование 100 мл фильтрата, мл; 1,601 — содержание сульфат-иона, эквивалентное 1 мл 0,5 н. раствора серноватистокислого натрия; 12,5 — коэффициент пересчета содержания сульфат-иона с 100 мл фильтрата на 1000 мл исследуемой воды.

Минимальная концентрация сульфат-иона, определяемая этим методом, 10 мг/л.

§ 4. Определение количества взвешенных частиц в сточных водах

Одним из факторов, влияющих на приемистость нагнетательных скважин при закачке сточной воды в продуктивные пласты, является содержание твердых механических частиц. Как показал микроскопический анализ, размер нерастворимых твердых частиц не превышает 10—15 мкм.

В лабораторных условиях в качестве фильтрующего материала, способного более полно задерживать взвешенные частицы, применяют мембранные фильтры № 4.

Подготовка мембранных фильтров. Мембранные фильтры обычно упаковывают в пачки по 100 штук в строго определенном порядке так, чтобы верхняя сторона фильтра была рабочей, она отмечена точкой. Все остальные мембранные фильтры необходимо поместить так же. Помеченные и пронумерованные фильтры перекладывают в химический стакан, заливают дистиллированной водой, кипятят 3—4 раза по 15 мин, меняя при этом воду. Слив воду, фильтры подсушивают, затем перекладывают в чашечки и

помещают в сушильный шкаф и высушивают до постоянной массы при температуре 105°C. Первое взвешивание проводят примерно через 1 ч, далее через 20 мин. Фильтры считают готовыми, если разница между двумя взвешиваниями не более 0,0001 г.

Прибор для фильтрования. Для фильтрования воды через мембранные фильтры необходимо иметь прибор, который состоит из специальной воронки для фильтрования и колбы Бунзена или другого вакуумного сосуда (рис. 43). Разряжение создают любым от масляного до водоструйного.

Ход определения. Количественное определение взвешенных частиц вод необходимо проводить в течение 1 ч после отбора пробы. Для предупреждения окисления закисного железа Fe^{2+} в сточной воде (что ведет к образованию дополнительного осадка) в пробу добавляют 10 мм буферного раствора с $pH=4,0-4,5$ на 100 мл сточной воды.

Для анализа берут 500—1000 мл воды, пропускают через мембранный фильтр. Осадок на фильтре промывают дистиллированной водой для удаления минерализованной воды, содержащей большое количество солей. Далее осадок промывают спирто-толуольной смесью (1:1) для удаления нефтепродуктов. Высушивание и взвешивание фильтров с осадком проводится так же, как без осадка.

Расчет. Количество взвешенных частиц (КВЧ) (мг/л) вычисляют по формуле

$$x_{\text{КВЧ}} = \frac{(a - b) \cdot 1000}{V},$$

где a — масса фильтра с осадком, мг; b — масса фильтра без осадка, мг; V — объем пробы, взятой для фильтрования, мл.

Пример. На титрование взято 200 мл воды, масса пустого фильтра 0,0351 г, масса фильтра с осадком 0,0387 г. Масса осадка $0,378 - 0,351 = 0,0035$ г = 3,6 мг.

$$\text{КВЧ} = \frac{3,6 \cdot 1000}{200} = 18,0 \text{ мг/л.}$$

§ 5. Определение содержания железа

Железо в сточных водах присутствует в виде закисных (Fe^{2+}) и окисных (Fe^{3+}) солей железа, а также в виде гидрата окиси железа $Fe(OH)_3$. Повышенное содержание гидрата окиси железа $Fe(OH)_3$ ухудшает приемистость скважин.

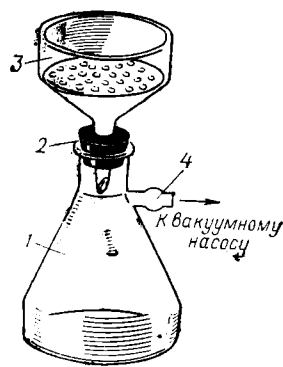


Рис. 43. Прибор для фильтрования под уменьшенным давлением:

1 — колба Бунзена; 2 — пробка; 3 — воронка Бюхнера для фильтрования; 4 — отвод

В промышленных условиях определяют общее содержание ионов закисного и окисного железа колориметрическим методом с сульфосалициловой кислотой.

Сущность метода заключается в определении оптической плотности окрашенных растворов на ФЭК-56М или ФЭК-56. Сульфосалициловая кислота в слабокислой среде с солями Fe^{3+} образует устойчивое комплексное соединение, придавая раствору красное окрашивание.

Интенсивность окраски зависит от концентрации. В слабощелочной среде сульфосалициловая кислота образует устойчивое соединение и с ионами Fe^{3+} и с ионами Fe^{2+} , придавая раствору желтое окрашивание.

Ход определения. Анализируемую пробу фильтруют через бумажный фильтр. Отмеряют 5—10 мл (в зависимости от концентрации ионов железа) в мерную колбу вместимостью 50 мл, добавляют 10 мл 10%-го раствора сульфосалициловой кислоты и 10%-го раствора аммиака до прекращения изменения окраски от розового до желтого (примерно 10 мл). Дистиллированной водой доводят раствор до метки. Тщательно перемешивают и колориметрируют на приборе. По шкале барабана определяют оптическую плотность, и по кривой зависимости оптической плотности от концентрации ионов железа находят содержание ионов железа (мг/л сточной воды) или вычисляют его по формуле

$$\text{Fe}_{\text{общ}} = \kappa D_n \cdot \frac{10}{n} \cdot \frac{V_p}{100} \cdot \frac{1000}{V_v},$$

где κ — коэффициент, отвечающий оптической плотности раствора при $n=10$ мм и 100 мл; n — длина грани кювета; 100 мл — объем раствора; D_n — оптическая плотность исследуемого раствора в кювете с длиной грани 10 мм; V_p — объем колориметрируемого раствора (мерной колбы), мл; V_v — объем пробы фильтра воды, взятой для анализа, мл.

О п р е д е л е н и е κ . Коэффициент в расчетных формулах определяют исходя из уравнения фотоколориметрии

$$m = \kappa D_n, \quad C = \kappa D.$$

Для определения коэффициента κ готовят несколько растворов с известными концентрациями железа — 0,15—0,30 мг/100 мл, которые переводят в мерные колбы и приливают реактивы, как было указано выше. Полученные окрашенные растворы колориметрируют в кювете с гранью 10 мм с синим фильтром.

Определив оптические плотности этих растворов и зная их концентрации, рассчитывают κ как среднее арифметическое.

Приготовление стандартных растворов и построение калибровочной кривой. Для построения калибровочной кривой определяют оптическую плотность растворов с различной концентрацией ионов железа. Затем строят калибровочную кривую, откладывая на вертикальной оси содержание железа (мг/л раствора), а по горизонтальной — соответствующую величину оптической плотности.

Стандартный раствор железа. Растворяют 0,8634 г железоаммонийных квасцов в дистиллированной воде, добавляют 10 мл серной кислоты (плотностью 1,84 г/мл) и разбавляют в мерной колбе до 1 л. 1 мл такого раствора содержит 0,1 мг железа.

§ 6. Фотоколориметрическое определение содержания нефтепродуктов в сточной воде

Наиболее распространенным методом определения нефтепродуктов, растворенных и эмульгированных в водах, считается массовый. Однако он не оперативен и трудоемок. Колориметрический метод занимает меньше времени на проведение анализа и дает сравнительно точные результаты. Сущность метода заключается в экстрагировании нефтепродуктов из определенных объемов сточной воды растворителем и определением величины оптической плотности раствора нефтепродуктов в растворителе. В качестве растворителя рекомендуют четыреххлористый углерод, гексан, хлороформ.

При использовании фотоколориметрического метода для определения нефтепродуктов в сточных водах расчет проводят с применением калибровочных кривых. При этом обязательное условие — использование для расчета калибровочной кривой, построенной на том нефтепродукте, который содержится в анализируемой сточной воде.

Построение калибровочной кривой. При построении калибровочной кривой применяют стандартные растворы. Для приготовления их используют нефтепродукты, извлеченные из той же сточной воды, которая в дальнейшем будет контролироваться на содержание нефтепродуктов.

Определенную навеску извлеченного нефтепродукта растворяют в 100 мл растворителя. Необходимые растворы меньшей концентрации готовят разведением точно отмеренных объемов исходного раствора нефтепродуктов. Оптическую плотность полученных растворов измеряют на фотоколориметре ФЭК-56М, пользуясь при этом кюветой с толщиной исследуемого слоя 10 мм.

По полученным оптическим плотностям строят калибровочную кривую, откладывая на оси ординат величины оптической плотности, а на оси абсцисс — содержание нефтепродуктов (мг на 100 мл) растворителя (рис. 44).

Ход определения. Объем воды (200—500 мл) с растворителем экстрагируется в делительной воронке (рис. 45) небольшими порциями растворителя в 2—3 приема по 10—15 мл.

После расслоения жидкостей нижний слой — растворитель с растворенными нефтепродуктами профильтровывают через бумажный фильтр (для улавливания капель воды и взвеси) в сухую колбочку. Экстрагирование повторяют несколько раз до получения в делительной воронке бесцветного слоя растворителя.

Собранный экстракт нефти переводят в мерную колбу, доводят растворителем до метки 100 мл и определяют величину оптической

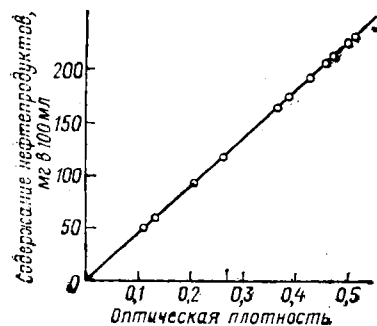


Рис. 44. Градуировочная кривая зависимости оптической плотности растворов от концентрации нефти



Рис. 45. Делительная воронка

плотности полученного раствора на фотоколориметре ФЭК-56М, ФЭК-56.

Прибор настраивают по чистому растворителю. Определив на фотоколориметре величину оптической плотности раствора, по кривой зависимости находят концентрацию нефтепродуктов сточной воды.

Содержание нефтепродуктов (мг/л) в анализируемой воде можно определить по формуле

$$x_n = \kappa D_n \cdot \frac{10}{n} \cdot \frac{V_p}{100} \cdot \frac{1000}{V_v},$$

где κ — постоянная величина, соответствующая оптической плотности раствора для кювета; D_n — оптическая плотность раствора; n — длина грани, мм; V_p — объем экстракта, приготовленный для колориметрирования, мл; V_v — объем пробы воды, взятой для анализа, мл.

Постоянная величина κ характерна только для данного прибора.

Коэффициент κ в расчетных формулах определяют исходя из уравнения фотоколориметрии

$$C = \kappa D,$$

отсюда

$$\kappa = C/D,$$

где C — концентрация раствора, мг/100 мл; κ — коэффициент; D — оптическая плотность.

Для определения κ необходимо приготовить серию стандартных растворов с содержанием нефтепродуктов от 10 до 25 мг в 100 мл растворителя. Определяют оптическую плотность приготовленных растворов и подставляют в формулу. Значение постоянного коэффициента κ для данного прибора определяют как среднее арифметическое.

§ 7. Определение общей щелочности

Анионы слабых кислот (HCO_3^- , CO_3^{2-} , HS^- , HSiO_3^- , S^{2-}) и анионы органических кислот обуславливают общую щелочность сточных вод.

Ход определения. Объем (50—100 мл) сточной воды переносят в коническую колбу вместимостью 250 мл, прибавляют 3—4 капли 0,1%-го раствора метилового оранжевого. Титруют 0,1 н. раствором соляной кислоты до точки перехода от желтоватой окраски до слабо розовой. Общая щелочность выражается в миллиграмм-эквивалентах на 1 л и рассчитывается по формуле

$$x = V_1 n \cdot 1000 / V,$$

где V_1 — объем раствора соляной кислоты, пошедшей на титрование, мл; n — нормальность раствора соляной кислоты; V — объем анализируемой воды, мл.

Контрольные вопросы

1. Содержание каких ионов анализируют для определения солевого состава воды?
2. Какие показатели используются для характеристики вод по Пальмеру?
3. На какие типы подразделяются пластовые воды при их классификации по Сулину?
4. Назовите ионы, содержание которых определяют при анализах пластовых вод.
5. Трилопометрический метод определения ионов кальция и магния.
6. Определение КВЧ и нефтепродуктов в сточной воде.
7. Сущность calorиметрического метода определения содержания ионов железа в пластовых водах.

Глава VII

ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ЭКОНОМИКИ ПРОИЗВОДСТВА

§ 1. Основы организации производства, труда и управления

Основным звеном народного хозяйства СССР является государственное социалистическое предприятие. В нефтяной промышленности предприятия подчиняются Министерству нефтяной промышленности через объединения либо непосредственно. В системе нефтяной промышленности в основном действует трехзвенная структура управления: министерство — объединение — предприятие. В соответствии со спецификой производственного процесса организируются геологоразведочные, буровые, нефтегазодобывающие и другие предприятия, входящие в состав объединения.

Предприятием по добыче нефти и газа является нефтегазодобывающее управление, или сокращенно НГДУ, возглавляемое начальником. Администрация организует производственно-хозяйственную деятельность предприятия, направленную на выполнение установленных планов и несет полную ответственность за это.

На каждом предприятии в соответствии с выполняемыми функциями выделяется основное и подсобно-вспомогательное производство. Процессы, связанные непосредственно с изготовлением целевой продукции, входят в состав основного производства. Подсобно-вспомогательное производство обеспечивает бесперебойную работу основного производства по выпуску продукции.

К основному производству в нефтегазодобывающей промышленности относятся процессы извлечения нефти и газа на дневную поверхность. Для выполнения этих процессов в НГДУ предусматриваются цехи по добыче нефти и газа (ЦДНГ), в состав которых входит несколько бригад по добыче нефти. Подсобно-вспомогательные цехи объединены в базу производственного обслуживания (БПО). Цехи подготовки и перекачки нефти, поддержания пластового давления, научно-исследовательских и производственных работ (ЦНИПР), паро-, водоснабжения, газокompрессорный (газовый), строительно-монтажный участок непосредственно подчинены руководству НГДУ. Все исследования нефти, газа и воды осуществляются в лабораториях, входящих в состав ЦНИПРов.

Некоторые из этих цехов, в свою очередь, состоят из нескольких подразделений. В состав цеха подготовки и перекачки нефти входят технологические установки по подготовке нефти и газа, резервуарный парк, химическая лаборатория, ремонтная группа. В химической лаборатории цеха подготовки и перекачки нефти осуществляется контроль за качеством поступающего сырья и готовой товарной нефти. Возглавляет работу начальник цеха, которому подчинены руководители подразделений.

Руководство НГДУ, основных и вспомогательных служб в своей работе опирается на партийную, профсоюзную и комсомольскую организации и должно поддерживать и развивать творческую инициативу работников. Партийная, профсоюзная и комсомольская организации активно участвуют в работе по мобилизации коллектива на решение задач, связанных с выполнением плановых заданий с наилучшими технико-экономическими показателями, осуществлением мер по охране труда, повышением квалификации рабочих и служащих, ростом производительности труда.

Один из важнейших путей ускорения темпов роста производительности труда — внедрение научной организации труда, или сокращенно НОТ.

Под НОТ понимается такая организация труда, которая основывается на достижениях науки и передовом производственном опыте, обеспечивает наиболее эффективное использование материальных и трудовых ресурсов, непрерывное повышение производительности труда, способствует сохранению здоровья человека,

постепенному превращению труда в первую жизненную потребность.

НОТ также предусматривает освобождение рабочего высокой квалификации от менее квалифицированного труда, внедрение передовых приемов труда и многое другое. В лаборатории важное значение имеют расположение оборудования, организация рабочего места, соблюдение строгого порядка и чистоты, оснащение новейшими приборами, освещенность рабочих мест.

Прогрессивная организация труда основана на сознательной производственной и трудовой дисциплине. Любые небрежности в работе лаборанта кроме возникновения опасных ситуаций в самой лаборатории могут привести к большому ущербу для основного производства за счет выпуска некачественной продукции, перерасхода тепла, реагентов и др., к аварийным ситуациям.

§ 2. Основы организации заработной платы и технического нормирования

Зарботная плата на предприятии составляет неотъемлемую часть социалистической организации труда. Для регулирования заработной платы по отраслям промышленности и установления правильных соотношений в оплате квалифицированного и неквалифицированного, тяжелого и легкого труда применяют тарифную систему.

Тарифные ставки характеризуют меру оплаты труда рабочих в зависимости от квалификационного разряда. Для нефтяной промышленности установлены дневные тарифные ставки, они возрастают от низшего разряда к высшему, на их основе оплачивается труд рабочих-повременщиков и определяются расценки для оплаты рабочих-сдельщиков делением тарифной ставки на норму выработки.

Повременную форму оплаты труда применяют на работах, где труд рабочих трудно поддается нормированию или характеризуется высокой степенью регламентации затрат рабочего времени, определяемой техникой и технологией производства.

Различается простая повременная и повременно-премиальная формы оплаты труда, при которой, кроме оплаты по повременной тарифной сетке, выплачивается премия за высокие показатели труда.

При сдельной оплате труда сумма заработка рабочего находится в прямой зависимости от количества продукции и сложности работы. Сдельная оплата труда может быть сдельно-прогрессивной, при которой продукция, произведенная сверх нормы, оплачивается по более высоким расценкам, и сдельно-премиальной, при которой предусматривается премирование за определенные качественные и количественные показатели.

Норма — мера труда, основа для определения сдельных расценок. Определение норм трудовых затрат — это установление необходимого времени на изготовление единицы продукции (норма

времени), количество изготавливаемой продукции за определенный период (норма выработки), число работников, необходимое для обслуживания единицы оборудования, механизмов и т. п. (норма обслуживания), число работников, необходимое для выполнения определенного объема работ (норма численности), нормативы режимов работы обслуживания.

Нормирование труда лаборантов. Нормы времени на осуществление того или иного анализа устанавливаются хронометрированием их выполнения. При этом учитывается возможность одновременного выполнения некоторых анализов (видов работ), при проведении которых не требуется постоянное наблюдение лаборанта. При определении нормы времени ($H_{вр}$) учитывается оперативное время ($T_{оп}$), необходимое на проведение одного анализа; время на подготовительно-заключительные работы ($T_{пз}$); время на обслуживание рабочего места ($T_{обс}$); время на отдых и личные надобности ($T_{отд}$). Норму времени на проведение одного анализа рассчитывают по формуле

$$H_{вр} = T_{оп} \left(1 + \frac{T_{пз} + T_{обс} + T_{отд}}{100} \right).$$

Время на отдых принимают в среднем 5 %, а на обслуживание рабочего места — 6 % от оперативного.

Число выполняемых анализов устанавливают в зависимости от их цели и объекта, для которого эти анализы проводят (анализы ходовые для контроля технологического режима, контрольные, товарной продукции и др.).

Явочная численность лаборантов $H_я$ определяется делением суммарной трудоемкости всех анализов, выполняемых в течение смены, на фонд сменного времени одного лаборанта ($T_{об}$):

$$H_я = \frac{\sum H_{вр} \kappa_i}{T_{об}},$$

где κ_i — коэффициент на дополнительные работы, например оформление анализа, служебные разговоры и т. д.

Контрольные вопросы

1. Какая структура управления действует в нефтяной промышленности?
2. Какие процессы относятся к основному производству, а какие к подсобно-вспомогательному?
3. Что такое научная организация труда (НОТ)?
4. Как зависят тарифные ставки от квалификации рабочего?
5. Что такое простая повременная, повременно-премиальная, сдельно-прогрессивная, сдельно-премиальная оплата труда?
6. Как определяется норма времени на проведение анализа?
7. Как определяется явочная численность лаборантов?

§ 1. Техника безопасности при работе в лаборатории

Работа в химической лаборатории неразрывно связана с применением различных реактивов. Различают две основные группы реактивов: специальные и общепотребительные. Специальные реактивы применяются только для определенных анализов.

К общепотребительным реактивам относятся концентрированные кислоты и щелочи, ароматические соединения (толуол, бензол, ксилол), растворители (четырёххлористый углерод, гексан, хлороформ), индикаторы (фенолфталеин, метиловый оранжевый, хромоген черный, хромоген темно-синий, мурексид и др.), ряд солей (хлористый натрий, углекислый натрий, марганцевокислый калий, хромовокислый калий, хлористая ртуть, уксуснокислый свинец), перекиси марганца и водорода.

Работающие в лаборатории должны знать свойства реактивов, которые они используют при проведении анализов. Одна из основных причин отравлений или химических ожогов в лаборатории — это неумелое и неправильное обращение с химическими веществами. Любое новое химическое вещество должно сопровождаться описанием физико-химических свойств. Необходимо следить, чтобы на всех банках или склянках с реактивами были этикетки или надписи с указанием содержания. Категорически запрещается пробовать на вкус любое химическое вещество или проводить какие-либо химические реакции, не описанные в анализе.

Реактивы, растворы реактивов, которые изменяются под действием света, следует хранить в темных склянках. Все работы, связанные с выделением вредных газов и паров (NO_2 , H_2S), должны проводиться в работающих вытяжных шкафах. Кратность воздухообмена 8—10. При проведении анализов работающие должны быть в спецодежде и иметь индивидуальные средства защиты — защитные очки, резиновые фартуки и перчатки; при необходимости — респираторы и противогазы. В лаборатории должна быть аптечка для оказания первой помощи.

Работа с вредными, ядовитыми и огнеопасными веществами. Ядовитые и вредные вещества могут быть газообразными, жидкими и твердыми. Ядовитые вещества могут вызвать отравления при вдыхании, попадании на кожу или внутрь. Отравляющее действие ядовитых веществ проявляется сразу или через некоторый промежуток времени, или в результате длительного накопления.

Концентрированные щелочи — в лаборатории применяют твердые щелочи и концентрированные растворы гидроксида натрия и калия (NaOH , KOH). Щелочи обладают сильным разъедающим

действием, вызывают сильные ожоги и образуют глубокие медленно заживающие раны.

Твердые щелочи хранят в полиэтиленовых банках, в склянках с корковыми пробками, не рекомендуется применять склянки с притертыми пробками.

Измельчают и растворяют твердые щелочи в фарфоровых чашках. Растворение сопровождается разогреванием раствора, возможны закипание и «выброс» жидкости. Поэтому при приготовлении концентрированных растворов из твердых щелочей необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты (предохранительные очки, резиновые перчатки и резиновый фартук). Следует особо обратить внимание на защиту глаз, так как попадание в глаза одной капли щелочи может вызвать полную потерю зрения.

Концентрированные кислоты. Все работы с концентрированными кислотами следует проводить в работающих вытяжных шкафах. Вдыхание паров кислот вызывает раздражение дыхательных путей, а попадание кислот на кожу вызывает сильные химические ожоги. Все работы с кислотами следует проводить в спецодежде, применяя индивидуальные средства защиты. Концентрированные кислоты отбирают пипеткой с грушей. Категорически запрещается засасывать кислоты и другие ядовитые вещества ртом. При разбавлении кислот к растворителям меньшей плотности приливают жидкости с большей плотностью — к воде прибавляют кислоту.

Следует обратить внимание на хранение кислот. Соляную кислоту не рекомендуется хранить рядом с аммиаком, так как пары кислоты и аммиака образуют химическое соединение (хлористый аммоний NH_4Cl) в виде белого дыма.

Запрещается хранить азотную кислоту вместе с горючими веществами (бензин, керосин, толуол, гексан), при соприкосновении с ними она вызывает их воспламенение.

Соли. В лаборатории соли используют в качестве сильных окислителей или восстановителей. Запрещается хранить восстановители (уголь, серу, крахмал, фосфор) вместе с бертолетовой солью (KClO_3), марганцевокислым калием и перекисью марганца (KMnO_4 , MnO_2). Азотнокислые и марганцевокислые соли нельзя хранить вместе с горючими веществами, так как при контакте с ними соли могут взорваться. При работе с ядовитыми солями ртути, бария, свинца необходимо соблюдать меры предосторожности.

Газы и пары веществ. Работы с газообразными ядовитыми веществами следует проводить в вытяжных шкафах с хорошей тягой. Работая с ядовитыми газами, голову следует держать вне вытяжного шкафа, даже если работающий находится в противогазе. Для защиты от вредных газов и паров применяются противогазы (табл. 5).

В лаборатории отравление может быть вызвано парами серо-

Промышленные противогазы

Марка противогаза	Отличительная окраска коробки	Защита от
А	Коричневая	Паров органических веществ (хлороформ, диэтиловый эфир)
КД	Серая	Сероводорода и аммиака
СО	Белая	Окиси углерода
П	Красная с белой полосой	Пожарных дымов и газов
Т	Желтые и черные полосы	Паров ртути
М	Красная	Всех газов, включая окись углерода (от дыма не защищает)

водорода, окислами азота (NO_2), углерода (CO), двуокисью серы (SO_2). Особую опасность представляют окись углерода и сероводород. Окись углерода (угарный газ) не имеет запаха, поэтому его присутствие в воздухе трудно обнаружить, имеет низкую предельно допустимую концентрацию (ПДК) — 20 мг/м^3 . Сероводород обладает сильным специфическим запахом (тухлых яиц), но этот запах ощущается только в первые минуты пребывания в атмосфере газа. Длительное вдыхание сероводорода притупляет обоняние, запах перестает ощущаться и работающий может не заметить опасной концентрации. Предельно допустимая концентрация — 10 мг/м^3 , в смеси с предельными углеводородами — 3 мг/м^3 .

Огнеопасные реактивы. К ним относятся углеводороды (бензин, керосин, гексан, эфиры), спирты (метилловый, бутиловый), ароматические соединения (толуол, бензол, ксилол), ацетон, сероуглерод. Огнеопасные реактивы хранят в специально оборудованном, хорошо проветриваемом помещении.

Оказание первой помощи. В лабораториях бывают случаи, требующие неотложной медицинской помощи, — ожоги кислотами и щелочами, отравление парами химических веществ, порезы рук стеклом.

Для оказания первой помощи в лаборатории всегда должны быть: бинты, гигроскопическая вата, 3%-ный раствор иода, 2%-ный раствор уксусной или борной кислоты, 3—5%-ный раствор двууглекислого натрия (пищевая сода), аммиак, перекись водорода.

Термические ожоги. При ожогах огнем, паром, горячими предметами и появлении красноты (ожог первой степени) обожженное место обработать 2%-ным раствором пищевой соды или 3—5%-ным раствором марганцевокислого калия. Можно присыпать двууглекислым натрием или картофельным крахмалом. Хорошее средство — примочка из этилового спирта, который одновременно обезболивает и обеззараживает. При ожоге третьей степени (разрушение тканей) необходимо покрыть рану стерильной повязкой и

вызвать врача. Допустимы примочки из растворов марганцево-кислого калия.

Химические ожоги. Механизм действия кислот и щелочей заключается в основном в их воздействии на клеточные белки. Под влиянием кислот на коже возникают сухие, остро ограниченные струпья желто-коричневого или даже черного цвета. Щелочи вызывают образование сероватых мажущих струпов, резко не ограниченных.

Знания внешней картины химических ожогов необходимы потому, что первая помощь при ожогах, вызванных кислотами, отличается от первой помощи при ожогах, вызванных щелочами.

При ожогах кислотами пораженный участок обливают сильной струей воды, 3%-ным раствором пищевой соды или же мыльной водой. После обмывания ожоговые поверхности засыпают пищевой содой и перевязывают бинтом.

Поверхности тела, пораженные щелочами, обмывают уксусной водой или же лимонным соком. Затем их засыпают порошком лимонной кислоты и перевязывают чистым бинтом. Если щелочь попала в глаза, их следует обильно промыть струей воды в течение 10—30 мин, а затем 1%-ным раствором борной кислоты, после чего обратиться к врачу.

При отравлении необходимо всегда вызывать врача. При отравлении кислотой пострадавшего следует напоить раствором пищевой соды, молоком или же просто водой. При отравлении щелочью пострадавшего необходимо напоить уксусной водой, лимонным соком, молоком.

При подозрении на прободение (невыносимая боль за грудной костью и в области желудка) пострадавшему нельзя ничего давать пить и его следует немедленно отправлять в больницу.

При отравлении аммиаком пострадавшему дают большое количество воды с добавлением уксуса или лимонного сока, вызывают рвоту. Дают молоко, растительное масло, выносят на свежий воздух.

При отравлении бензином пострадавшего следует вынести на свежий воздух; если ослаблено дыхание, то сделать искусственное дыхание. Целесообразно вызвать у пострадавшего рвоту.

При отравлении растворителями необходимо вызвать рвоту, напоить отравленного молоком и как можно скорее доставить его в лечебное учреждение.

При отравлении ртутью пострадавшему дают желудочный уголь, сырой яичный белок, молоко и немедленно доставляют его в больницу.

При ранении. После оказания первой помощи нужно обратиться к врачу. При ранениях стеклом нужно удалить из ранки все осколки, смазать края раны иодом и наложить повязку. Хороший дезинфицирующий, болеутоляющий и кровоостанавливающий реактив — нашатырный спирт.

В лаборатории полезно иметь плакаты, атласы о мерах оказания первой помощи при несчастных случаях.

§ 2. Противопожарные требования в лаборатории

Несоблюдение мер предосторожности при работе в лаборатории может создать условия для возникновения пожара. Пожары в химической лаборатории возникают чаще при работе с огнеопасными веществами.

Все работы, связанные с нефтью и нефтепродуктами, необходимо проводить в вытяжном шкафу. Особой осторожности требует нагревание легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). Категорически запрещается нагревание ЛВЖ открытым огнем, используя для этой цели плитки закрытого типа или водяные, масляные и песчаные бани.

Запрещается переливать огнеопасные легколетучие вещества вблизи нагревательных приборов. При проведении работ пары нефтепродуктов с воздухом могут создавать взрывоопасную паровоздушную смесь. Любой источник огня в данный момент может быть причиной взрыва или пожара в лаборатории.

При вспышке огнеопасных летучих веществ следует немедленно убрать имеющиеся рядом огнеопасные вещества, выключить вентиляцию и нагревательные приборы и тушить имеющимися средствами тушения (песок, огнетушители, кошма, асбест, вода).

Водой тушат деревянные предметы и растворимые в воде вещества (спирт, ацетон). Для тушения нефти и нефтепродуктов применяют сухой песок, огнетушители пенные ОП-5.

Разлитую огнеопасную жидкость прежде всего необходимо засыпать песком. Чтобы исключить воспламенение разлитой жидкости, песок, пропитанный жидкостью, следует сгребать только деревянной лопаткой. Применение железной лопатки запрещается. Нельзя применять воду для тушения горящих нефти, нефтепродуктов. Нефть и нефтепродукты легче воды, и поэтому при соприкосновении с ней образуют горящую пленку. Вода будет только усиливать очаг пожара.

Четыреххлористый углерод — хорошее средство тушения во всех случаях. При соприкосновении с огнем четыреххлористый углерод образует тяжелые пары, обволакивающие горящее место, доступ воздуха уменьшается, и горение прекращается.

Для тушения пожаров в лаборатории применяют пенные и углекислотные огнетушители. При тушении разлитой нефти или нефтепродуктов пенным огнетушителем струю пены направляют на край очага пожара, на низ пламени. Пена уменьшает доступ воздуха. Углекислотные огнетушители применяют для тушения горящих электромоторов, электропроводов. Работники лаборатории должны уметь пользоваться всеми первичными средствами пожаротушения и знать их постоянное местонахождение.

§ 3. Гигиена труда

Еще в процессе проектирования и строительства лаборатории учитывают противопожарные, строительные, санитарные и другие

требования, обеспечивающие создание нормальных условий труда.

Помещения лабораторий должны иметь выход в коридор здания или непосредственно наружу, из коридора должно быть не менее двух выходов, и он не должен загромождаться какими-либо предметами, оборудованием и т. п.

Светильники, установленные внутри вытяжного шкафа, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Если светильники установлены снаружи шкафа, то они могут быть не взрывозащищенного исполнения, но иметь стеклянные колпаки. Штепсельные розетки не должны устанавливаться внутри шкафа.

Рабочая поверхность столов, на которых ведут разгонку нефтей, должна быть покрыта жестью или линолеумом и иметь выступающие борта.

Запрещается установка в рабочих помещениях лаборатории баллонов, наполненных горючим газом. Расходные баллоны должны устанавливаться вне здания лаборатории в металлических шкафах.

Рабочие столы лаборатории не должны загромождаться посудой с горючими продуктами. Хранение огнеопасных веществ в лаборатории допускается только в количествах, не превышающих суточной потребности. Для хранения огнеопасных веществ должны быть устроены специальные помещения, отвечающие требованиям правил пожарной безопасности.

Для мытья посуды, загрязненной нефтью и другими продуктами, должна быть оборудована моечная с вентиляцией. Лаборатории должны быть обеспечены бачками с питьевой кипяченой или газированной водой. Бачки должны содержаться в чистоте.

Не следует принимать пищу в рабочем помещении, необходимо пользоваться комнатой приема пищи, буфетом или столовой. Нельзя реактивы пробовать на вкус и на ощупь.

Нельзя захламлять помещение лаборатории, все отходы следует собирать в бачки и своевременно удалять их. В лабораториях нельзя мыть полы бензином, керосином и т. п., сушить одежду, тряпки.

Все работники лаборатории должны пользоваться спецодеждой соответствующего размера, женщинам рекомендуется убирать волосы под косынку или берет. Резиновые перчатки должны быть индивидуальные.

Контрольные вопросы

1. Правила работы с вредными, ядовитыми и огнеопасными веществами.
2. Назовите типы промышленных противогазов. От каких вредных веществ защищает противогаз марки А и КД?
3. Методы оказания первой помощи при химических ожогах, отравлениях.

4. Методы тушения горящих нефтепродуктов. Почему нельзя применять воду для тушения горящих нефти и нефтепродуктов?

5. Как должны быть оборудованы светильники в вытяжном шкафу?

6. В каком объеме допускается хранение в лаборатории огнеопасных веществ?

7. Правила питания в лаборатории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байков Н. М., Колесников Б. В., Челпанов П. И. Сбор, транспорт и подготовка нефти М., Недра, 1975.
2. Байков У. М., ЕфEROва Л. В. Использование сточных вод в системе заводнения пластов. М., Недра, 1968.
3. Белянкин Б. В., Эрих В. И. Технический анализ нефтепродуктов и газа. М., Химия, 1970.
4. Бурдынь Т. А., Закс Ю. Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. М., Недра, 1978.
5. Буховцев Б. Б., Климонтович Ю. Л., Мякишев Г. Я. Физика. Учебное пособие для 9-го класса средней школы. Просвещение. М., 1976.
6. Воскресенский П. И. Техника лабораторных работ. Л., Химия, 1970.
7. Глинка Н. Л. Общая химия, Л., Химия, 1971.
8. Дементьева М. И. Анализ углеводородных газов. М., Гостоптехиздат, 1953.
9. Зарипов С. З. Лабораторный контроль при бурении нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1977.
10. Кирпатовский И. П. Охрана природы. Справочник. М., Химия, 1980.
11. Крешков А. П. Основы аналитической химии. Качественный и количественный анализ. М., Химия, 1965.
12. Лаврушко П. Н., Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1971.
13. Лурье Ю. Ю., Рыбникова А. И. Химический анализ производственных сточных вод. М., Госхимиздат, 1960.
14. Методика определения сульфида железа. Куйбышев, Изд. Гипровосток-нефть. 1980.
15. Метод определения содержания сульфатов в нефтепромысловых водах.— Нефтепромысловое дело, 1981, № 6, с.
16. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/И. М. Муравьев, Р. С. Андриасов, Ш. К. Гиматудинов и др. М., Недра, 1970.
17. Мякишев Г. Я., Буховцев Б. Б. Физика, Учебник для 10-го класса средней школы. М., Просвещение, 1981.
18. Ногаре С. Д., Джувет Р. С. Газо-жидкостная хроматография. М., Недра, 1966.
19. Писаренко В. В., Захаров А. С. Основы технического анализа. М., Высшая школа, 1972.
20. Петров М. М., Михилев Л. А., Кукушкин Ю. Н. Неорганическая химия. Л., Химия, 1981.
21. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., Недра, 1975.
22. Рыбак Б. М. Анализ нефти и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1962.
23. Сопин В. И., Дунюшкин Д. И., Курашов В. А. Техническое нормирование труда в нефтяной промышленности. М., Недра, 1982.
24. Сусленикова В. М., Киселева Е. К. Руководство по приготовлению титрованных растворов. М., Химия. 1965.
25. Ходоков Ю. В., Эпштейн Д. А., Глориозов П. А. Неорганическая химия. Учебник для 7—8-го классов. М., Просвещение., 1974.
26. Цветков Л. А. Органическая химия. Учебник для 10 класса. М., Просвещение., 1980.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава I. Сведения из неорганической и органической химии	3
§ 1. Основные положения атомно-молекулярного учения	3
§ 2. Основные законы химии	6
§ 3. Периодический закон и периодическая система элементов Д. И. Менделеева	9
§ 4. Краткие сведения об основных классах неорганических соединений	14
§ 5. Растворы	18
§ 6. Сильные и слабые электролиты	24
§ 7. Органические соединения и их особенности	25
Контрольные вопросы	32
Глава II. Сведения из электротехники	32
§ 1. Основные сведения об электрических зарядах и электрическом токе	32
§ 2. Постоянный электрический ток. Основные электротехнические величины и их измерения	35
§ 3. Работа и мощность постоянного тока	37
§ 4. Переменный ток. Электрические машины переменного тока	37
Контрольные вопросы	40
Глава III. Сведения из физической и аналитической химии	40
§ 1. Идеальные газы	40
§ 2. Реальные газы	43
§ 3. Жидкости	44
§ 4. Понятие о химическом равновесии	45
§ 5. Явление адсорбции	47
§ 6. Понятие о коллоидно-дисперсных системах. Нефтяные эмульсии	47
§ 7. Понятие о качественном и количественном анализе	48
Контрольные вопросы	50
Глава IV. Основы нефтепромыслового дела	51
§ 1. Основные понятия о нефтяных и газовых залежах и месторождениях	51
§ 2. Понятие о физических параметрах нефтяного пласта	52
§ 3. Режимы работы нефтегазоносных пластов. Методы поддержания пластовых давлений	54
§ 4. Понятие о разработке нефтяного месторождения	56
§ 5. Методы увеличения нефтеотдачи пластов	58
§ 6. Способы добычи нефти	59
§ 7. Мероприятия по увеличению производительности скважин	63
§ 8. Сбор нефти, газа и воды на промыслах	66
§ 9. Промысловая подготовка нефти, газа и воды	68
Контрольные вопросы	71
Глава V. Контроль за качеством нефти и газа	71
§ 1. Отбор проб	71
§ 2. Определение плотности нефти и нефтепродуктов	74
§ 3. Определение содержания воды в нефти	77
§ 4. Определение содержания хлористых солей в нефти	78
§ 5. Определение вязкости	83
§ 6. Определение содержания механических примесей	84
§ 7. Определение сульфида железа в нефтяной фазе	85
§ 8. Определение содержания серы хроматным способом	86

§ 9. Определение фракционного состава нефти	87
§ 10. Отбор проб газа и сжиженных углеводородных газов	89
§ 11. Определение плотности газов	91
§ 12. Хроматографический анализ сжиженных газов	93
§ 13. Определение содержания сероводорода в газе	96
Контрольные вопросы	98
Глава VI. Характеристика и лабораторный контроль за качеством пластовых и сточных вод	98
§ 1. Формы выражения химического состава	98
§ 2. Химическая классификация пластовых вод	100
§ 3. Методы определения химического состава пластовых вод	105
§ 4. Определение количества взвешенных частиц в сточных водах	110
§ 5. Определение содержания железа	111
§ 6. Фотоколориметрическое определение содержания нефтепродук- тов в сточной воде	113
§ 7. Определение общей щелочности	115
Контрольные вопросы	115
Глава VII. Основы организации и экономики производства	115
§ 1. Основы организации производства, труда и управления	115
§ 2. Основы организации заработной платы и технического норми- рования	117
Контрольные вопросы	118
Глава VIII. Техника безопасности и гигиена труда	119
§ 1. Техника безопасности при работе в лаборатории	119
§ 2. Противопожарные требования в лаборатории	123
§ 3. Гигиена труда	123
Контрольные вопросы	124
Список литературы	126

*Назип Мавлютович Байков,
Халида Хайруловна Сайфутдинова,
Галина Николаевна Авдеева*

ЛАБОРАТОРНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства М. И. Черникова
Обложка художника В. В. Евдокимова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Т. А. Герчикова
Корректор Е. В. Наумова

ИБ № 4889

Сдано в набор 16.09.83. Подписано в печать 02.11.83. Т-19681. Формат 60×90/16
Бумага типографская № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. п. л. 8,0
Усл. кр.-отт. 8,25 Уч.-изд. л. 8,61 Тираж 8300 экз. Заказ 769/8825-6. Цена 20 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12;
Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.