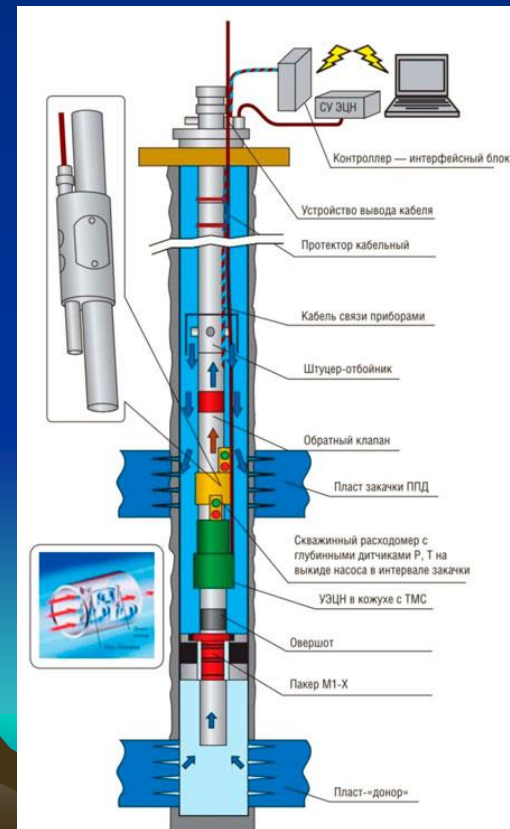


Лекция 6. «ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ»



6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

6.2. Измерение физико-химических свойств газов



6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

6.1.1. Физико-химические свойства нефти

Нефть — горючая маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. Цвет нефти варьирует от светло-коричневого до темно-бурого и черного.

Химические свойства нефти.

В нефти встречаются следующие группы углеводородов:

- метановые (парафиновые) с общей формулой C_nH_{2n+2} ;
- нафтеновые — C_nH_{2ni} ;
- ароматические — C_nH_{2n-6} .

Преобладают углеводороды метанового ряда.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Таблица 6.1. Углеводороды метанового ряда

Наименование	Формула	Примечание
Метан	CH_4	При атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии
Этан	C_2H_6	
Пропан	C_3H_8	
Бутан	C_4H_{10}	
Пентан	C_5H_{12}	Неустойчивы, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно
Гексан	C_6H_{14}	
Гептан	C_7H_{16}	
Октан	C_8H_{18} $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$	Жидкие вещества
	$\text{C}_{18}\text{H}_{38}$ и т.д.	Твердые вещества (парафины)

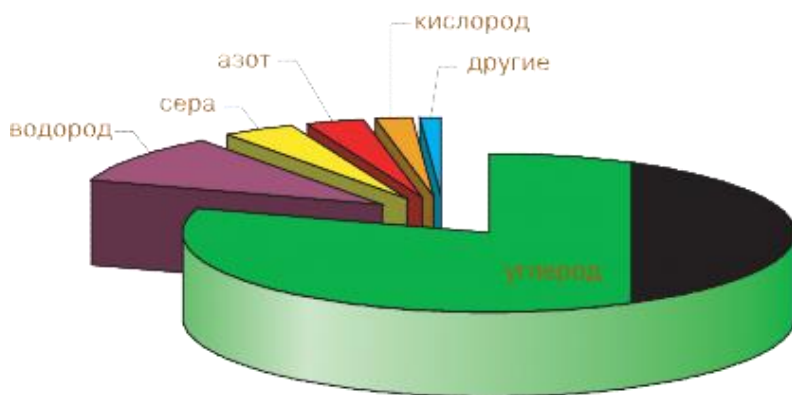


Рис. 6.1. Химический состав нефти

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Основные физические свойства нефти и средства их измерений.

1. **Плотность** - отношение массы к объему. Единица измерения плотности в системе СИ выражается в кг/м^3 . Измеряется плотность ареометром. *Ареометр* – прибор для определения плотности жидкости по глубине погружения поплавка (трубка с делениями и грузом внизу). На шкале ареометра нанесены деления, показывающие плотность исследуемой нефти (рис. 6.2).



Рис.6.2. Принцип работы и внешний вид обычного ареометра

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод



Рис. 6.3. Электронный лабораторный плотномер (цифровой ареометр) DenDi

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Плотность нефти варьируется от 730 до 980 кг/м³ (плотность менее 800 кг/м³ имеют газовые конденсаты). По плотности нефти делятся на 3 группы (рис. 6.4). По плотности судят о качестве нефти. Легкие нефти наиболее ценные.

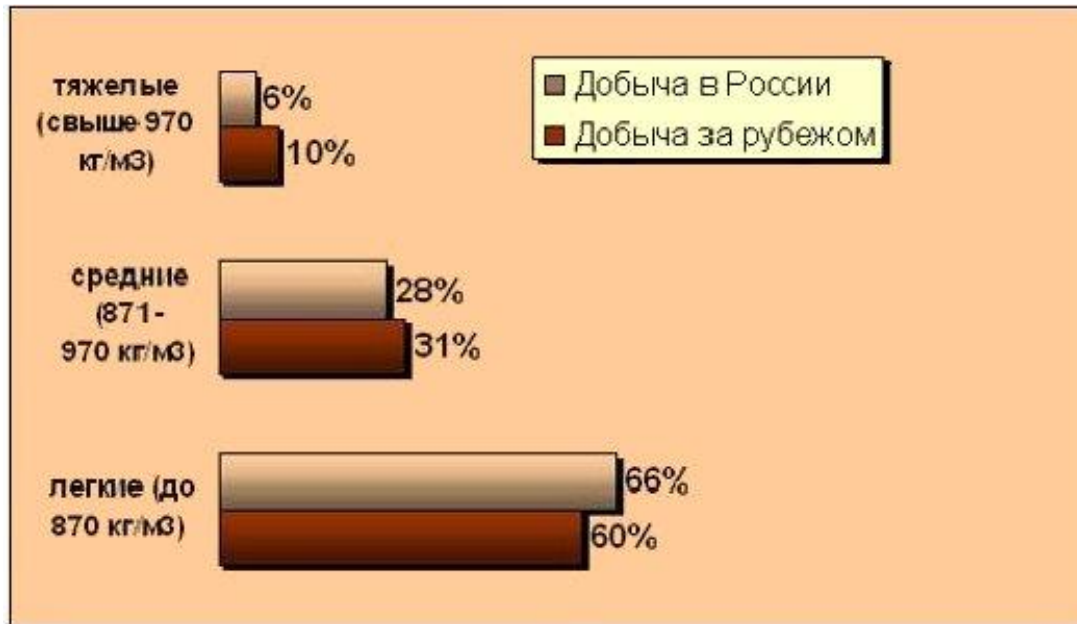


Рис. 6.4. Классификация нефти по плотности

Для измерения плотности жидкостей (в основном) используются **плотномеры**. Каждый плотномер является электронным устройством, действующим по определенному принципу измерения. Плотномер заменяет традиционные средства измерения плотности жидкости - ареометры и пикнометры.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

28 декабря 2010 года был принят и с 1 июля 2011 года введен в действие документ Р 50.2.075 «Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API», в котором, кроме требований к ареометрическому и пикнометрическому методам, также сформулированы и требования к вибрационному методу измерения и установлена величина методической погрешности при измерении плотности нефти и нефтепродуктов.

Метрологические требования этого документа для разных методов измерения плотности сведены в таблицу:

Средство измерения	Диапазон, кг/м ³	Погрешность СИ, кг/м ³	Сходимость метода, кг/м ³	Воспроизводимость метода, кг/м ³
Ареометр	600...1100	±0.3, ±0.6	0.5 ¹⁾ , 0.6 ²⁾	1.2 ¹⁾ , 1.5 ²⁾
Пикнометр	777...892	—	0.7	1.0
Вибрационный плотномер	680...970 ¹⁾ 750...950 ²⁾	±0.1	0.1 ¹⁾ 0.8...1.0 ²⁾	0.5 ¹⁾ 2.9...3.8 ²⁾

1) Для светлых нефтепродуктов.

2) Для темных нефтепродуктов и сырой нефти.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Плотномер отечественной компании «ТЕРМЭКС», благодаря собственной конструкции датчика и термостата, имеет другую компоновку, что позволило создать легкий, компактный и недорогой прибор с низким энергопотреблением, обладающий при этом сходными метрологическими характеристиками, соответствующими требованиям к рутинным измерениям плотности нефти и нефтепродуктов.



Рис. 6.5. Плотномер компании «ТЕРМЭКС»

<i>Технические характеристики плотномеров «ВИП-2М», «ВИП-2МР»</i>	
Диапазон показаний плотномеров, г/см ³	от 0 до 3,0
Диапазон измерений плотномеров, г/см ³	от 0 до 2,0
Предел допустимой абсолютной погрешности измерений плотности, г/см ³ :	
• для модификации ВИП-2М.....	±0,0003
• для модификации ВИП-2МР.....	±0,0001
Вязкость контролируемой среды, мПа·с, не более.....	300
1.2.5 Индикация измеряемой плотности.....	цифровая
1.2.6 Цена единицы младшего разряда, г/см ³ :	
• для модификации ВИП-2М.....	0,0001
• для модификации ВИП-2МР	0,00001
Номинальный объём измерительной ячейки, мл.....	1,5
Время прогрева плотномера, ч, не более	0,5
Время одного измерения при установившейся температуре в измерительной ячейке, с, не более	20

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод



Наименование	
1	Измеритель плотности жидкостей вибрационный
2	Подводка тефлоновая с конусом Люэра
3	Шприц объемом 5 см ³
4	Микрокомпрессор
5	Воздуховод для микрокомпрессора
6	Заглушка с конусом Люэра
7	Игла для забора пробы
8	Чашка Петри
9	Вентилятор
10	Руководство по эксплуатации
11	Методика поверки

Рис.6.6. Внешний вид и комплектность плотномеров типа «ВИП-2М», «ВИП-2МР».

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

1. **Вязкость** – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Она зависит от силы взаимодействия между молекулами жидкости. Для характеристики этих сил используется коэффициент динамической вязкости μ . За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Пас), т. е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м^2 поверхности слоя действует сила, равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Пас относится к числу высоковязких.

В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньшей – мПас. Так, пресная вода при температуре 20 °С имеет вязкость 1 мПас, а большинство нефтей, добываемых в России, – от 1 до 10 мПас, но встречаются нефти с вязкостью менее 1 мПас и несколько тысяч мПас. С увеличением содержания в нефти растворенного газа, ее вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в России, вязкость при полном выделении из них газа (при постоянной температуре) увеличивается в 24 раза, а с повышением температуры резко уменьшается.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Основные методы вискозиметрии

Капиллярный метод вискозиметрии

Метод капиллярной вискозиметрии опирается на закон Пуазейля о вязкой жидкости, описывающий закономерности движения жидкости в капилляре.

Приведем уравнение гидродинамики для стационарного течения жидкости, с вязкостью η через капилляр вискозиметра:

$$Q = \frac{\pi R^4 p}{\eta L} \Rightarrow \eta = \pi R^4 p / 8QL,$$

где Q – количество жидкости, протекающей через капилляр капиллярного вискозиметра в единицу времени, м³/с,

R – радиус капилляра вискозиметра, м

L – длина капилляра капиллярного вискозиметра, м

η – вязкость жидкости, Па·с,

p - разность давлений на концах капилляра вискозиметра, Па.

Отметим, что формула Пуазейля справедлива только для ламинарного потока жидкости, то есть при отсутствии скольжения на границе жидкость – стенка капилляра вискозиметра. Приведенное уравнение используют для определения динамической вязкости.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

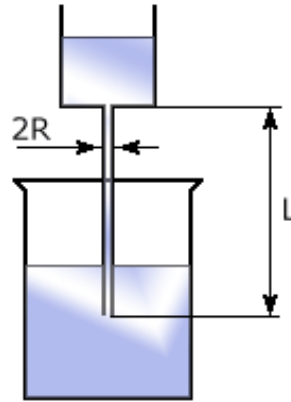


Рис.6.7. Вискозиметр капиллярный

В капиллярном вискозиметре жидкость из одного сосуда под влиянием разности давлений p истекает через капилляр сечения $2R$ и длины L в другой сосуд. Из рисунка видно, что сосуды имеют во много раз большее поперечное сечение, чем капилляр вискозиметра, и соответственно этому скорость движения жидкости в обоих сосудах в N раз меньше, чем в капилляре вискозиметра. Таким образом, не все давление пойдет на преодоление вязкого сопротивления жидкости, очевидно, что часть его будет расходоваться на сообщение жидкости неопределённой кинетической энергии. Следовательно, в уравнение Пуазейля необходимо ввести некоторую поправку на кинетическую энергию, называемую поправкой Хагенбаха:

$$\eta = \left(\frac{\pi R^4 p}{8QL} \right) - \left(\frac{hQd}{8\pi} \right),$$

где h – коэффициент, стремящийся к единице, d – плотность исследуемой жидкости.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вторую поправку условно назовём поправкой влияния начального участка капилляра вискозиметра на характер движения исследуемой жидкости. Она будет характеризовать возможное возникновение винтового движения и завихрения в месте сопряжения капилляра с резервуаром капиллярного вискозиметра (откуда вытекает жидкость). Суть поправки состоит в том, что вместо истинной длины капилляра вискозиметра L мы вводим кажущуюся длину L' (длину капилляра вискозиметра):

$$L' = L + nR,$$

где n — определяется экспериментально на основе изменений при разных значениях L и примерно равен единице.

Следует учитывать, что при измерении вязкости органических жидкостей с большой кинематической вязкостью поправка Хагенбаха незначительна и составляет доли процента. Если же говорить о высокотемпературных вискозиметрах, то вследствие малой кинематической вязкости жидких металлов поправка может достигать 15%.

Метод капиллярной вискозиметрии вполне можно отнести к высокоточному методу вискозиметрии в силу того, что относительная погрешность измерений составляет доли процента, в зависимости от подбора материалов вискозиметра и точности отсчёта времени, а также иных параметров, участвующих в методе капиллярного истечения.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вибрационный метод вискозиметрии

Вибрационный метод вискозиметрии базируется на определении изменений параметров вынужденных колебаний тела правильной геометрической формы, называемого зондом вибрационного вискозиметра, при погружении его в исследуемую среду. Вязкость исследуемой среды определяется по значениям этих параметров, при этом обычно используется градуировочная кривая вискозиметра (для случая примитивного вибрационного вискозиметра; в целом, не теряя общности, этот принцип переносится и на более сложные приборы).

Введём несколько обозначений:

ω — частота колебаний, τ — время колебания тонкого упруго закрепленного зонда вибрационного вискозиметра, S - площадь пластины зонда вискозиметра; колебания происходят под действием гармонической силы $F_0 \sin(\omega \tau)$. Вязкость и плотность исследуемой среды соответственно обозначим η и d .

Частотно-фазовый вариант вибрационного метода вискозиметрии используется для сильно-вязких жидкостей. В этом случае измеряется частота колебаний зонда вискозиметра, сначала не погруженного (ω_0) и затем погруженного (ω) в жидкость при сдвиге фаз (ϕ) $\phi = \pi/2$.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

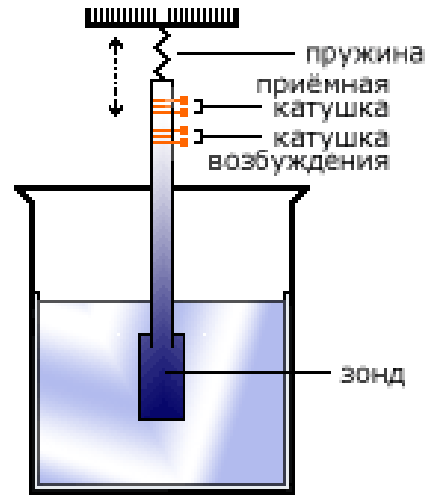


Рис.6.8. Вибрационный высокотемпературный вискозиметр

Для измерения вязкости менее вязких сред, например, металлических расплавов наиболее подходящим является амплитудно-резонансный вариант вибрационного метода вискозиметрии. В этом случае добиваются того, чтобы амплитуда A колебаний была максимальной (путём подбора частот колебаний). Поэтому измеряемым параметром, по которому определяется вязкость становится амплитуда колебаний зонда вискозиметра. В общем случае для малых значений вязкости имеем:

$$\sqrt{\eta d} = F_0 / (\omega^{3/2} S \sqrt{10A}) = C_1 A.$$

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Учтем поправки C_2 (сторонние силы: трения, поверхностного натяжения, лобового сопротивления и т.п.). Имеем конечную формулу метода вибрационной вискозиметрии:

$$\sqrt{\eta d} = \frac{C_1}{A} - C_2$$

Это основная формула вибрационного метода вискозиметрии.

Градуировка вискозиметра производится по известным жидкостям (именно определяются постоянные C_1, C_2).

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Метод падающего шарика вискозиметрии (метод Стокса)

Метод падающего шарика вискозиметрии основан на **законе Стокса**, согласно которому скорость свободного падения твердого шарика в вязкой неограниченной среде можно описать следующим уравнением:

$$V = 2(d - \rho)r^2 g / 9\eta,$$

где V – скорость поступательного равномерного движения шарика вискозиметра; r – радиус шарика; g – ускорение свободного падения; d – плотность материала шарика; ρ – плотность жидкости.

Необходимо отметить, что уравнение справедливо только в том случае, если скорость падения шарика вискозиметра довольно мала и при этом соблюдается некое эмпирическое соотношение: $r \geq 0,6\eta/dV$ (соотношение вискозиметра Гепплера).

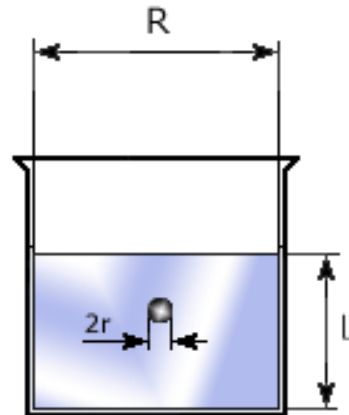


Рис.6.9. Вискозиметр с падающим шариком

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Как и в капиллярном методе вискозиметрии, необходимо учитывать возникающие поправки на конечные размеры цилиндрического сосуда вискозиметра с падающим шариком (высотой L и радиусом R , при условии, если выполняется вискозиметр с падающим шариком). Такие действия приводят к уравнению для определения динамической вязкости жидкости методом падающего шарика вискозиметрии:

$$\eta = \frac{2r^2(d-\rho)g}{9V(1+\frac{2,4r}{R})(1+\frac{3,3r}{L})}.$$

На основе метода создано множество моделей высокотемпературных вискозиметров, в которых измеряется вязкость расплавленных стекол и солей.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Ротационный метод вискозиметрии

Ротационный метод вискозиметрии заключается в том, что исследуемая жидкость помещается в малый зазор между двумя телами, необходимый для сдвига исследуемой среды. Одно из тел на протяжении всего опыта остаётся неподвижным, другое, называемое ротором ротационного вискозиметра, совершает вращение с постоянной скоростью. Очевидно, что вращательное движение ротора вискозиметра передается к другой поверхности (посредством движения вязкой среды; отсутствие проскальзывания среды у поверхностей тела предполагается, таким образом рассматриваются). Отсюда следует тезис: момент вращения ротора ротационного вискозиметра является мерой вязкости.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

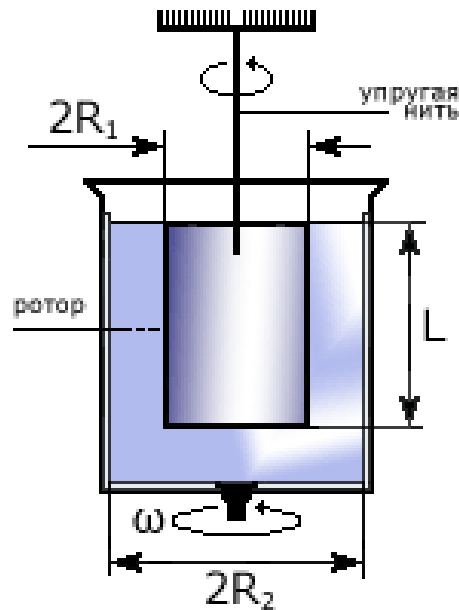


Рис.6.10. Вискозиметр ротационный

R_1, L - радиус и длина ротора ротационного вискозиметра;

ω - постоянная угловая скорость вращения внешнего тела;

R_2 - радиус вращающегося резервуара ротационного вискозиметра;

η - вязкость исследуемой среды;

M_1 - момент вращения, передаваемый через вязкую жидкость, равный

$$M_1 = 4\pi L\omega\eta(R_1^2 \cdot R_2^2)/(R_2^2 - R_1^2).$$

d, l - диаметр и длина упругой нити,

ϕ - угол, на который закручивается неподвижно закреплённая нить,

G - момент упругости материала нити.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

При этом крутящий момент M_1 ротора ротационного вискозиметра уравнивается моментом сил упругости нити M_2 :

$$M_2 = (\pi d^2 G \varphi) / (32 l).$$

Заметим вновь, что $M_1 = M_2$, откуда после нескольких преобразований относительно η имеем:

$$\eta = \frac{(R_2^2 - R_1^2) \pi d^2 G \varphi}{4 \pi L R_1^2 \cdot R_2^2 32 l \omega}$$

где k – постоянная ротационного вискозиметра.

Эта формула называется формулой вязкости ротационного метода вискозиметрии.

Если рассматривать ту же задачу для ротационного вискозиметра с вращающимся внутренним (ротором вискозиметра) и неподвижным внешним телами, имеем:

$$\eta = \frac{(R_2^2 - R_1^2) \pi d^2 G \tau}{8 \pi^2 L R_1^2 \cdot R_2^2 L}$$

или формула вязкости ротационного вискозиметра.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Ультразвуковой метод вискозиметрии

Сущность метода ультразвуковой вискозиметрии заключается в том, что в исследуемую среду погружают пластинку из магнито-стрикционного материала, называемую зондом вискозиметра на которую намотана катушка, в которой возникают короткие импульсы тока длительностью порядка 20 ± 10 мксек, приводящие к возникновению колебаний. В соответствии с законом сохранения, при колебаниях пластинки в катушке наводится ЭДС, которая убывает со скоростью, зависящей от вязкости среды. Затем, при падении ЭДС до определённого порогового значения, в катушку поступает новый импульс. Вискозиметр определяет вязкость среды по частоте следования импульсов.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Средства измерения вязкости (вискозиметры)

Вискозиметры, действие которых основано на ультразвуковом методе вискозиметрии, нельзя отнести к классу вискозиметров с широким диапазоном измерений. К классу высокотемпературных вискозиметров их также нельзя отнести в силу величины относительной погрешности, возникающей при высокотемпературной вискозиметрии и свойств материалов прибора.

Классификация вискозиметров

- по температуре исследуемой среды различают высокотемпературные вискозиметры и вискозиметры, изготовленные из нетермостойких материалов;
- по свойствам исследуемой вязкой среды различают универсальные вискозиметры и специальные (т.е. предназначенные для измерения вязкости сред с определёнными заранее известными свойствами, например ньютоновских жидкостей);
- по методу вискозиметрии различают капиллярные, вибрационные, ультразвуковые, ротационные, пузырьковые, вискозиметры с падающим шариком;
- по точности измерений различают высокоточные вискозиметры и даже т.н. образцовые вискозиметры;
- по области применения различают промышленные, лабораторные, медицинские вискозиметры;
- есть и такой вид вискозиметра, как полевой вискозиметр, - вискозиметр примитивной конструкции.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вискозиметр вибрационный

Вибрационный вискозиметр в самом простом случае представляет из себя резервуар с вязкой жидкостью и некоторое тело (пластина, шар, цилиндр), называемое зондом вискозиметра, которое производит вынужденные колебания в вязкой среде.

Сущность эксперимента заключается в определении изменений параметров вынужденных колебаний зонда вискозиметра при погружении его в вязкую среду. Руководствуясь теорией метода вибрационной вискозиметрии, по значениям этих параметров определяют вязкость среды.

Вибрационный вискозиметр имеет значительно большую по сравнению с ротационными вискозиметрами чувствительность и также может быть применён для сред температурой до 2000 °С в инертной атмосфере или вакууме при наличии как больших, так и сравнительно малых масс расплавов.

В настоящее время для измерения динамической вязкости широко применяют электронные вибрационные вискозиметры, в которых зонд совершает вынужденные колебания под воздействием импульсов электромагнитного вибратора со встроенным датчиком амплитуды.



*Рис.6.11.
Вискозиметр вибрационный SV-10
(A&D)*

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вискозиметр Гепплера

Вискозиметр Гепплера относится к вискозиметрам с движущимся в исследуемой среде шариком. Действие вискозиметра Гепплера основано на законе Стокса о шарике, падающем в неограниченной вязкой среде.

Вискозиметр представляет собою трубку, выполненную из прозрачного (или непрозрачного) материала, в которую помещается вязкая среда. Вязкость определяется по скорости прохождения падающим шариком промежутков между метками на трубке вискозиметра, исходя из формул метода падающего шарика вискозиметрии.

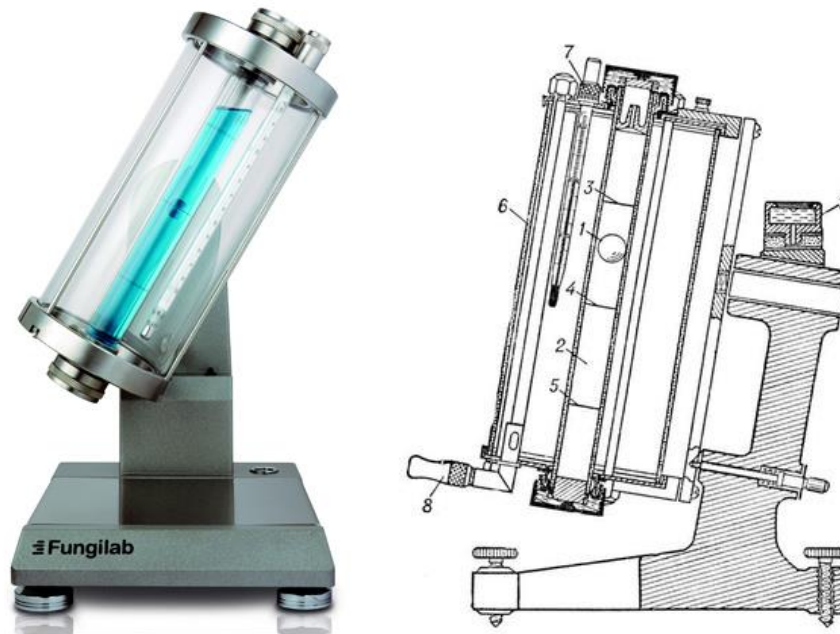


Рис. 6.12. Вискозиметр Гепплера со "скользящим" шариком серии VISCO BALL.: 1 – шарик.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вискозиметр Брукфильда

Вискозиметр Брукфильда - высокоточный прибор для поточного измерения вязкости сред. Поточные промышленные вискозиметры Брукфильд (Brookfield) используют в своём устройстве ротационный метод вискозиметрии и широко применяются на нефтяных и газовых скважинах, где необходим непрерывный контроль вязкости сред.



Рис.6.13. Поточный вискозиметр Брукфильда XL-7.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вискозиметр капиллярный

Капиллярный вискозиметр представляет собою один или несколько резервуаров данного объёма с отходящими трубками малого круглого сечения, или капиллярами. Принцип действия капиллярного вискозиметра заключается в медленном истечении жидкости из резервуара через капилляр определенного сечения и длины под влиянием разности давлений. В автоматических капиллярных вискозиметрах жидкость поступает в капилляр от насоса постоянной производительности.



Рис. 6.14. Капиллярные вискозиметры для различных жидкостей.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Вискозиметр ротационный

В вискозиметре ротационном исследуемая вязкая среда помещается в зазор между двумя соосными телами правильной геометрической формы (цилиндры, конусы, сферы или их сочетания). Одно из тел, называемое ротором, приводится во вращение с постоянной скоростью, другое остаётся неподвижным. Принцип действия вискозиметра ротационного основывается на нескольких положениях. Вращательное движение от одного тела (ротора) передается жидкостью к другому телу. Теория ротационного метода вискозиметрии предполагает отсутствие проскальзывания жидкости у поверхностей тел. Следовательно, момент вращения, передаваемый от одной поверхности к другой, является мерой вязкости жидкости.

Суть опыта при определении вязкости состоит в измерении крутящего момента при заданной угловой скорости или по угловой скорости при заданном крутящем моменте. Для этих целей вискозиметр ротационный снабжён динамометрическим устройством. Устройства, применяемые в вискозиметрах ротационных для измерения моментов и угловых скоростей, подразделяются на механические и электрические. Дальнейшие расчёты ведутся на основании теории метода ротационной вискозиметрии.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

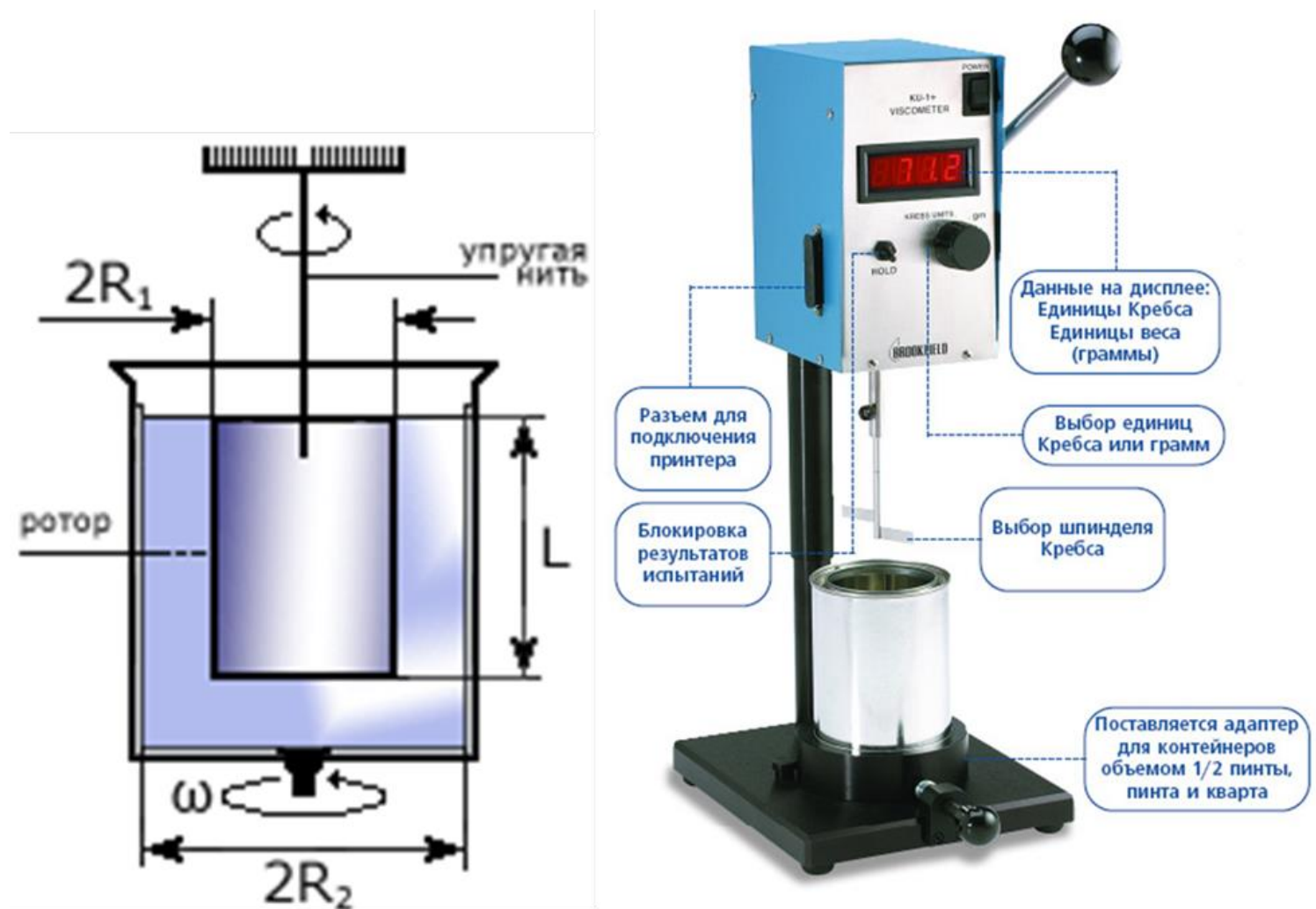


Рис. 6.14. Внешний вид и принцип работы ротационного вискозиметра KU-2.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Чашечные вискозиметры

Чашечные вискозиметры - приборы для измерения вязкости жидких сред, выполненные в форме воронки (или чашечки) и использующие в своём устройстве капиллярный метод вискозиметрии.



Рис.6.15. Внешний вид чашечных вискозиметров.

В нефтяной промышленности используются как ротационные вискозиметры системы Brookfield, так и полевые чашечные капиллярные вискозиметры, позволяющие с достаточной степенью точности определить вязкие свойства нефти.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Ультразвуковой метод вискозиметрии

Сущность метода ультразвуковой вискозиметрии заключается в том, что в исследуемую среду погружают пластинку из магнито-стрикционного материала, называемую зондом вискозиметра на которую намотана катушка, в которой возникают короткие импульсы тока длительностью порядка 20 ± 10 мксек, приводящие к возникновению колебаний. В соответствии с законом сохранения, при колебаниях пластинки в катушке наводится ЭДС, которая убывает со скоростью, зависящей от вязкости среды. Затем, при падении ЭДС до определённого порогового значения, в катушку поступает новый импульс. Вискозиметр определяет вязкость среды по частоте следования импульсов.

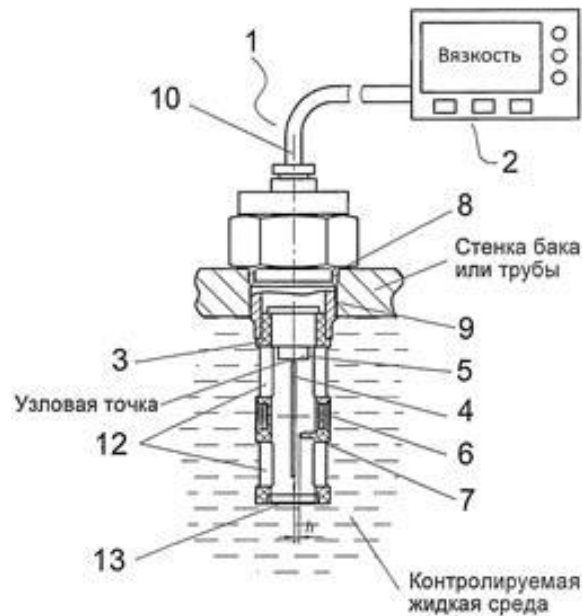


Рис. 6. Ультразвуковой вискозиметр.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Последовательность выполнения операций измерения вязкости.



6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

1. ***Испаряемость.*** Нефть теряет легкие фракции, поэтому она должна храниться в герметичных сосудах.

В пластовых условиях свойства нефти существенно отличаются от атмосферных условий. Движение нефти в пласте зависит от пластовых условий: высокие давления, повышенные температуры, наличие растворенного газа в нефти и др. Наиболее характерной чертой пластовой нефти является содержание в ней значительного количества растворенного газа, который при снижении пластового давления выделяется из нефти (нефть становится более вязкой и уменьшается ее объем). В пластовых условиях изменяется плотность нефти, она всегда меньше плотности нефти на поверхности.

В 2003 г. в Казани Научно-производственным центром «СКПнефть» разработана Методика выполнения измерений МИ 2795-2003 «Потенциальные потери углеводородов в нефти от испарения».

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

При выполнении измерений применяют следующие *средства измерений и вспомогательные устройства*:

- Автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП. (зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под номером 16774-03).

Прибор функционально состоит из измерительного блока с приводом и узла управления. Измерительный блок включает в себя пробоотборную (1) и измерительную (2) камеры с поршнями (3) и (4), входным (5) и выходным (6) клапанами, термостатирующими рубашками (7) и вспрыскным клапаном (8), а также имеет датчик давления (13) и подпорную газовую камеру (14). Привод измерительного блока состоит из двигателя (9), одноступенчатого редуктора (10), винтовой ходовой пары с визиром (11) и микровыключателями (12). Блок управления (15), соединенный с приводом, датчиком давления, позволяет проводить измерения в ручном и автоматическом режимах.

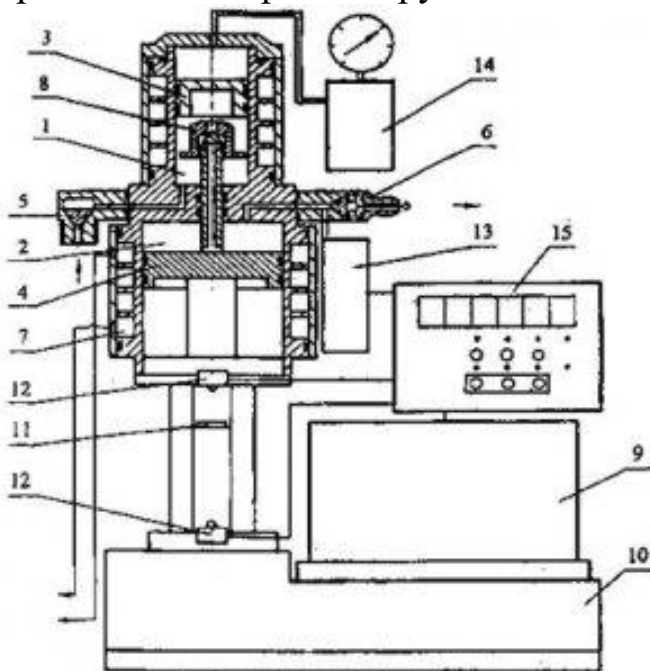


Рис.6.16. Автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

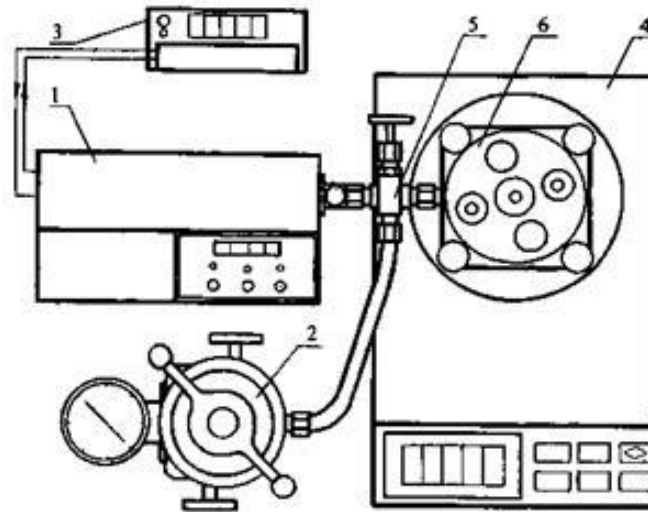


Рис. 6.17. Принципиальная схема размещения технических средств при определении количества выделяющихся углеводородов и соответствующего ему ДНП: 1 - прибор АЛП-01 ДП; 2 - индивидуальный пробоотборник; 3 - термостат; 4 - весы лабораторные; 5 - распределитель; 6 - испарительная камера.

Принцип действия прибора основан на герметичном отборе пробы нефти или нефтепродукта, расширении измерительной камеры до объема, необходимого для создания заданного соотношения фаз, впрыске в нее отобранной пробы и приведении тем самым системы «жидкость - пар» в термодинамическое равновесие, регистрации давления.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

- Индивидуальный пробоотборник ИП-1 по ТУ 3663-003-12754454-97 (для нефти, содержащей воду в свободном состоянии и газ. Предназначен для отбора проб нефти и нефтепродуктов, их автоматической подачи в прибор на анализ. Пробоотборник может работать как в горизонтальном, так и в вертикальном положении.

Технические характеристики

Объем отбираемой пробы, мл	250.
Максимальное давление отбора, МПа	2,5.
Масса, кг, не более	3,5.
Габаритные размеры, мм не более	140x380x150.

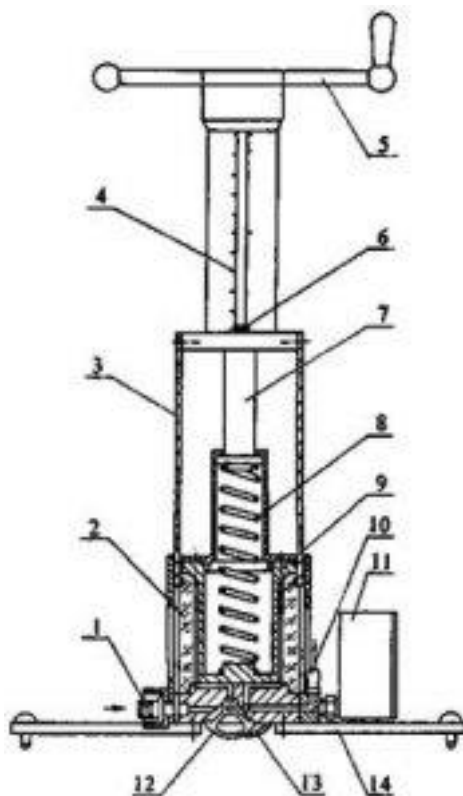


Рис.6.18. Индивидуальный пробоотборник ИП-1.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

- Индивидуальный пробоотборник ИП-3 по ТУ 3663-003-12754454-97 (для нефти, не содержащей воду в свободном состоянии и газ). Предназначен для отбора проб нефти, газа и нефтепродуктов, их автоматической подачи в прибор на анализ при заданной температуре.

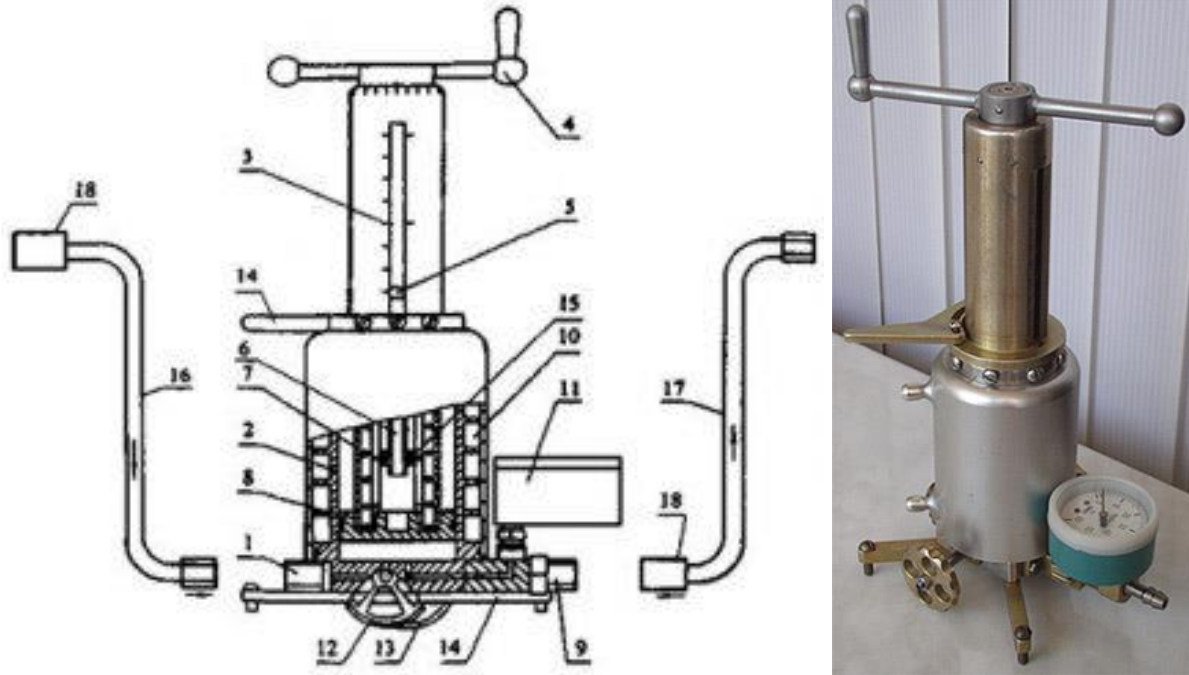


Рис. 6.19. Индивидуальный пробоотборник ИП-3:

1 - входной штуцер; 2 - цилиндр; 3 - корпус поршня с линейной шкалой; 4 - рукоятка; 5 - визир; 6 - ходовой винт; 7 - пружина; 8 - поршень; 9 - выходной штуцер; 10 - термостатирующая рубашка; 11 - манометр; 12 - входной вентиль; 13 - выходной вентиль; 14 - установочные опоры; 15 - гайка; 16 - положение шланга высокого давления при отборе пробы; 17 - положение шланга высокого давления при измерении ДНП; 18 - фильтр.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

- Испарительная камера ИК-2. Предназначена для испарения нефти при определении зависимости давления насыщенных паров от массы выделившихся углеводородов.

Технические характеристики

Вместимость камеры, мл, не менее	170.
Максимальное давление, МПа	0,5.
Масса, г, не более	350.
Габаритные размеры, мм, не более	

Испарительная камера состоит из испарительного стакана (1) и крышки (2). Испарительный стакан включает в себя нижний поршень (3) и выходной клапан (4). Крышка в своем составе имеет трубку (5) с входным клапаном (6), верхний поршень (7), стяжные толкатели (8), вспомогательные толкатели (9), крепежные винты (10) и распределительный вентиль (11).

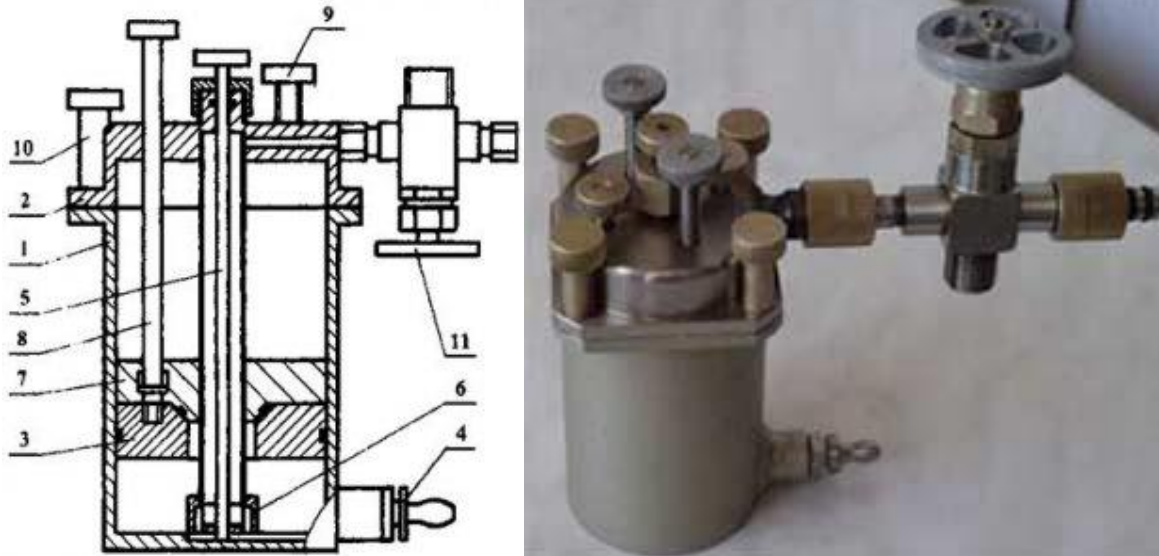


Рис. 6.20. Испарительная камера ИК-2.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

- Термостат с диапазоном регулирования температуры от 0 до 60 °С и обеспечивающий стабильность поддержания температуры $\pm 0,1$ °С.



Рис. 6.21. Термостат - TEV-3 (слева) и накладной электромеханический термостат регулирования температуры, двух-позиционный типа RAK-TR.1000S-H (Siemens) – (справа).

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

- Весы лабораторные микрокомпьютерные 4-го класса модели ВЛМК-550 или ВЛТЭ-500 с погрешностью не более 20 мг.

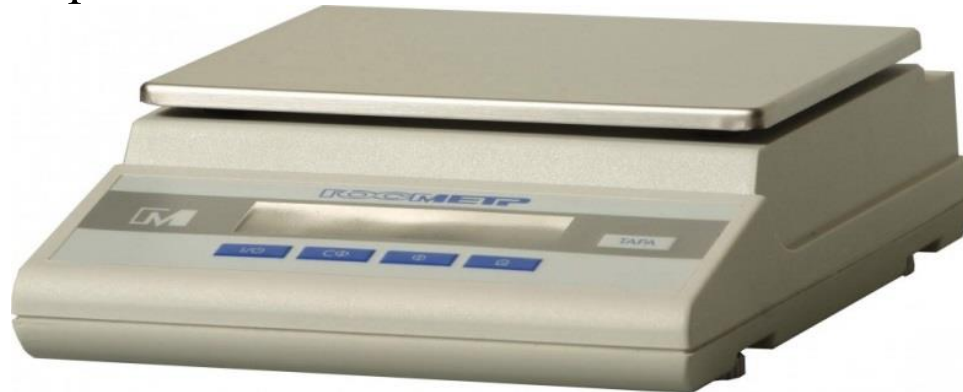


Рис. 6.22. Весы лабораторные микрокомпьютерные ВЛТЭ-500.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

- Барометр-анероид типа БАММ-1 по ТУ 2511-1513. Барометр-анероид БАММ-1 лабораторный метеорологический предназначен для измерения давления в наземных условиях при температуре окружающего воздуха от 0°C до +40°C и относительной влажности воздуха до 80%.



Рис.6.23. Внешний вид барометра-анероида типа БАММ-1.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

1. **Сжимаемость** — способность нефти (газа, пластовой воды) изменять свой объем под действием давления. При увеличении давления нефть сжимается.

Уменьшение объёма нефти при увеличении давления характеризуется коэффициентом сжимаемости (β_n) или объёмной упругости:

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P},$$

где ΔV — уменьшение объёма нефти; V — исходный объём нефти; ΔP — увеличение давления.

Из выражения следует, что коэффициент сжимаемости (β_n) характеризует относительное изменение единицы объёма нефти при изменении давления на единицу.

Нефти, не содержащие растворённого газа, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости ($\beta_n \approx 0,4\text{--}0,7 \text{ ГПа}^{-1}$), а легкие нефти со значительным содержанием растворенного газа — повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 ГПа^{-1} , приставка Г — гига $\rightarrow$ увеличение в 10^9).

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Коэффициент сжимаемости нефти зависит от температуры (рис. 6.24). Возрастание пластовой температуры вызывает увеличение коэффициента сжимаемости (рис. 6.24).

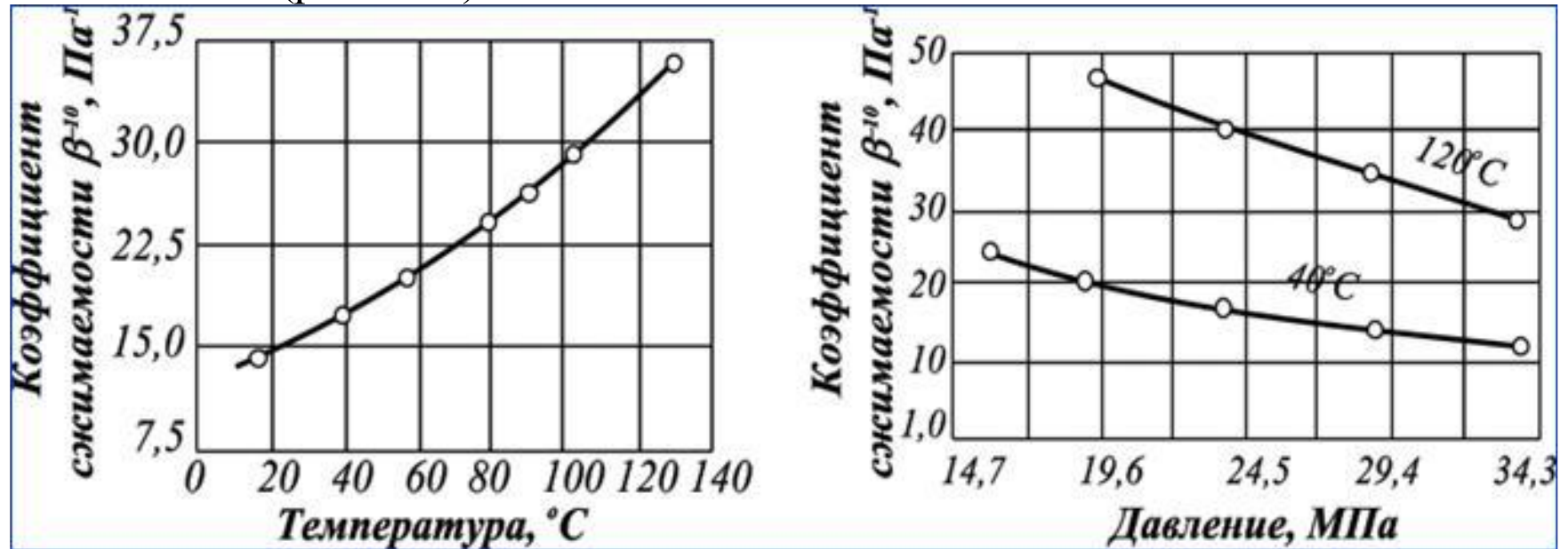


Рис. 6.24. Зависимость коэффициента сжимаемости от температуры (слева) и давления (справа).

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

В лабораторных условиях сжимаемость, как правило, определяется в процессе PVT-анализа (**P**ressure - давление, **V**olume - объём, **T**emperature -температура) пластовой нефти или при анализе газосодержания



Рис. 6.25. Внешний вид установки для PVT-анализа пластовой нефти, используемой в ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг".

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

1. *Газосодержание* – важная характеристика нефти в пластовых условиях. Это количество газа, содержащееся в одном кубическом метре нефти. Газовый фактор – отношение полученного из месторождения через скважину количества газа (в м^3), приведённого к атмосферному давлению и температуре 20°C , к количеству добытой за то же время нефти (в т или м^3) при том же давлении и температуре; показатель расхода пластовой энергии и определения газовых ресурсов месторождения. Для нефтяных месторождений России газовый фактор изменяется от 20 до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$. По закону Генри, растворимость газа в жидкости при данной температуре прямо пропорциональна давлению. Давление, при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью, называется давлением насыщения. Если давление ниже давления насыщения, из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. Нефти и пластовые воды с давлением насыщения, равным пластовому, называются насыщенными. Нефти в присутствии газовой шапки, как правило, насыщенные.

В 2000 г. Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии (ГНМЦ ВНИИР) ГОСстандарта России разработаны рекомендации, устанавливающие методику выполнения измерений (МВИ) остаточного газосодержания, включающего остающийся в нефти после сепарации свободный и растворенный газ «МИ 2575-2000».

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

При выполнении измерений свободного газа применяют прибор УОСГ-100 СКП.

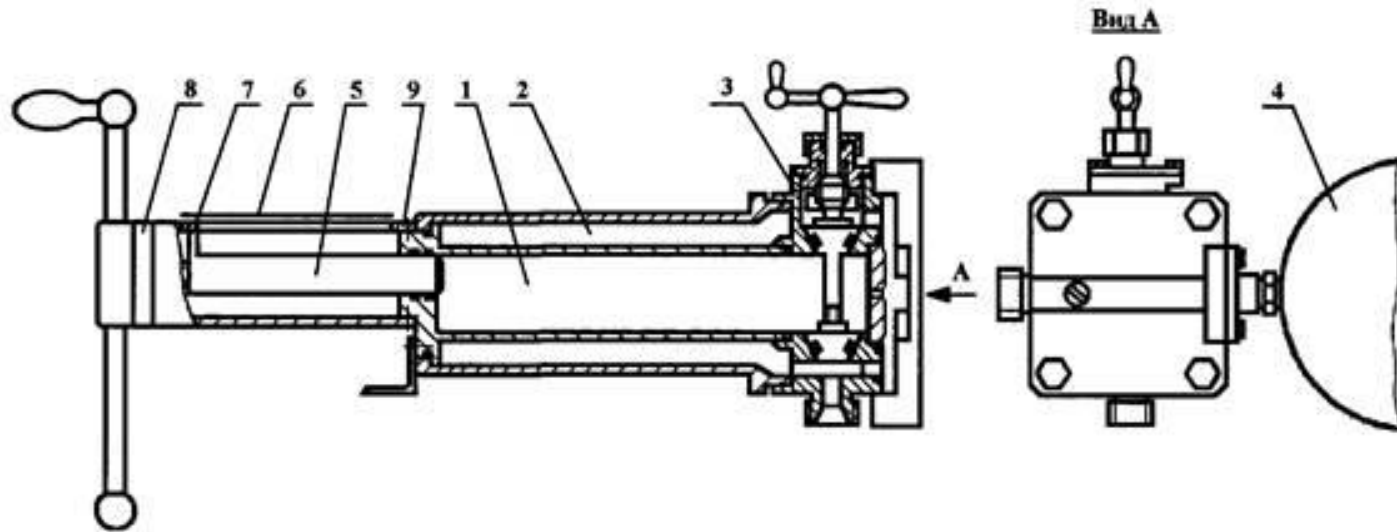


Рис. 6.26. Прибор УОСГ-100 СКП 1 - пробоотборная камера; 2 - термостатирующая рубашка; 3 - клапанный узел; 4 - манометрический узел; 5 - плунжер; 6 - линейная шкала; 7 - визир; 8 - лимб; 9 – корпус.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

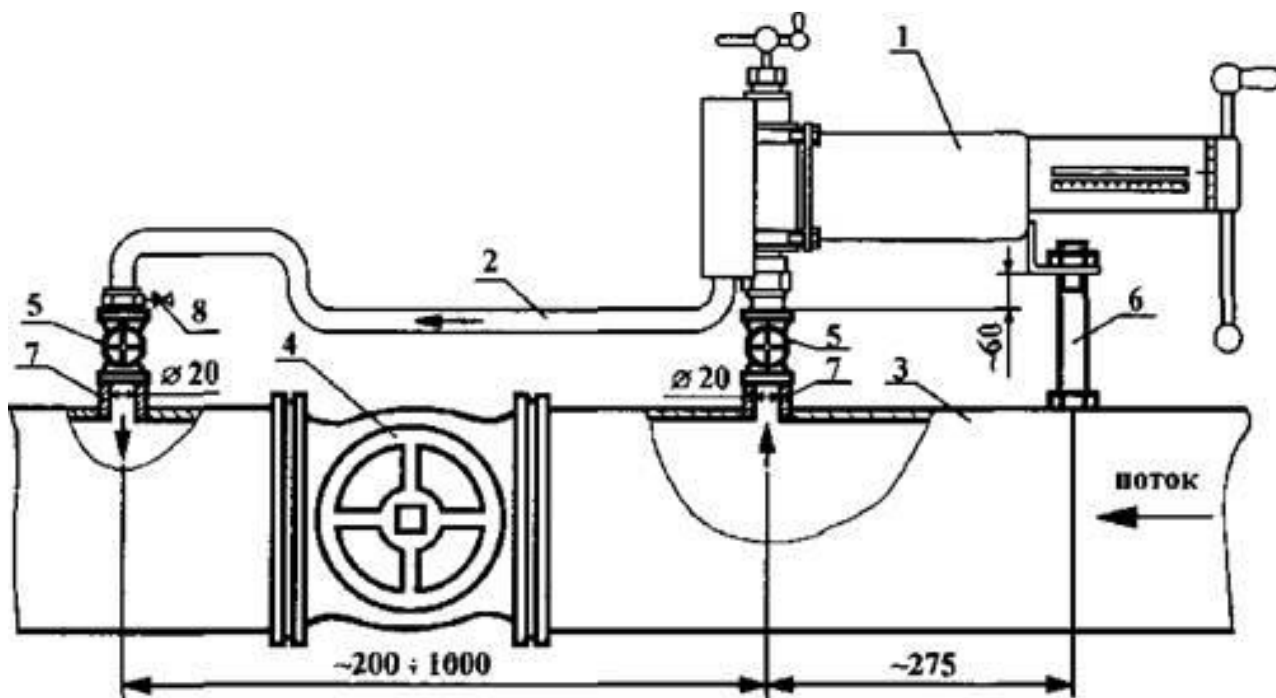


Рис. 6.27. Схема подключения прибора УОСГ - 100 СКП к трубопроводу (вид сверху)

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

При выполнении измерений растворенного газа применяют следующие средства измерений и вспомогательные устройства:

- автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП, который предназначен для измерения содержания в нефти растворенного газа (МИ 2575-2000) и давления насыщенных паров (ДНП) нефти и нефтепродуктов (ГОСТ Р 8.601-2003).

Прибор применяется при оценке качества товарной и стабильности сырой нефтей, определении количества выделяющихся в резервуарах углеводородов и поправочных коэффициентов на наличие в нефти растворенного газа. Функционально состоит из измерительного блока с приводом и узла управления (рис. 6.28).

- термостат для поддержания температуры в диапазоне от 0 до 60 °С с погрешностью не более 0,1 °С (рассматривался ранее);

- индивидуальный пробоотборник ИП-1 вместимостью не менее 230 мл (рассматривался ранее).

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

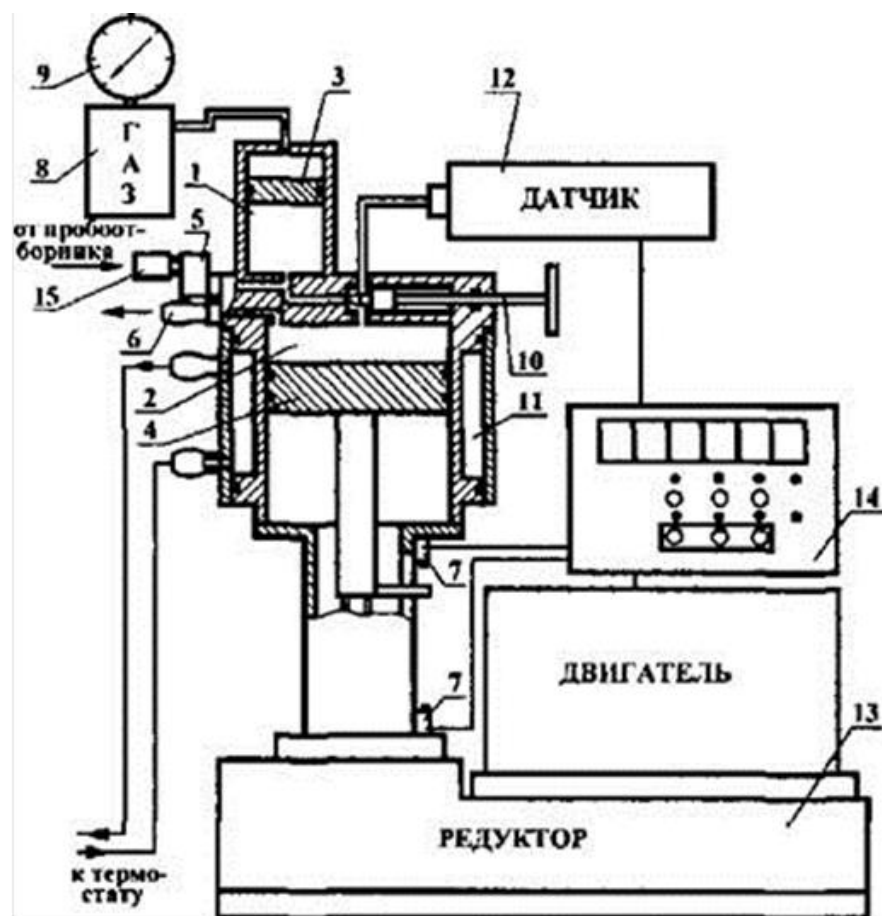


Рис. 6.28. Автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

6.1.2. Физико-химические свойства пластовой воды

Пластовые воды являются обычным спутником нефти. Вода обладает способностью смачивать породу и потому она обволакивает тончайшей пленкой отдельные зерна ее, а также занимает наиболее мелкие поровые пространства. Вода, залегающая в одном и том же пласте вместе с нефтью или газом, называется пластовой. В нефтегазоносных залежах распределение жидкостей и газов соответствует их плотностям: верхнюю часть пласта занимает свободный газ, ниже залегают нефть, которая подпирается пластовой водой. Однако пластовая вода в нефтяных и газовых залежах может находиться не только в чисто водяной зоне, но и в нефтяной и газовой, насыщая вместе с нефтью и газом продуктивные породы залежей. Эту воду называют **связанной** или **погребенной**.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Отношение объема воды, содержащейся в породе, к объему пор этой же породы называется *коэффициентом водонасыщенности*

$$\eta_B = \frac{V_B}{V_{\Pi}},$$

где η_B - коэффициент водонасыщенности; V_B - объем воды в породе; V_{Π} - объем пор.

Отношение объема нефти, содержащейся в породе, к общему объему пор называется коэффициентом нефтенасыщенности

$$\eta_H = \frac{V_H}{V_{\Pi}},$$

где η_H – коэффициент нефтенасыщенности; V_H – объем нефти в породе; V_{Π} – объем пор.

Содержание связанной воды в породах нефтяных залежей колеблется от долей процента до 70 % объема пор и в большинстве коллекторов составляет 20 ÷ 30 % этого объема.

Исследованиями установлено, что при содержании в пласте воды до 35 ÷ 40 % и небольшой проницаемости пород пласта из скважин может добываться безводная нефть, так как связанная вода в этом случае в пласте не перемещается.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

Физические свойства пластовых вод.

1. **Минерализация воды** характеризуется количеством растворенных в ней минеральных солей. Степень минерализации вод часто выражается их соленостью, т. е. содержанием растворенных в воде солей, отнесенных к 100 г раствора. Пластовые воды обычно сильно минерализованы. Степень их минерализации колеблется от нескольких сот граммов на 1 м³ в пресной воде до 80 кг/м³ в сильноминерализованных водах и до 300 кг/м³ — в рапах.

Воды нефтяных месторождений делятся на два основных типа: жесткие и щелочные. На практике для классификации вод принимают классификацию Пальмера, который рассматривает воду как раствор солей. Каждая соль, растворяясь в воде, придает ей определенные свойства. Например, раствор поваренной соли делает воду нейтральной. Жесткость придают воде сульфаты кальция и магния, образующие "вторичную соленость".

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

2. Плотность воды зависит от степени ее минерализации и от температуры и составляет примерно от 10^{10} до 10^{80} кг/м³ и более.

3. Сжимаемость. Коэффициент сжимаемости воды, т. е. изменение единицы объема ее при изменении давления на 0,1 МПа в пластовых условиях, находится в пределах $3,7 \cdot 10^{-5}$ $5 \cdot 10^{-5}$ /0,1 МПа в зависимости от температуры и абсолютного давления. Содержание в воде растворенного газа повышает ее сжимаемость.

4. Растворимость газов в воде значительно ниже растворимости их в нефтях. Рост минерализации воды способствует уменьшению растворимости в ней газа.

5. Электропроводность находится в прямой зависимости от минерализации вод. Пластовые воды являются электролитом.

6. Вязкость пластовой воды при 20 составляет 1 мПа·с, а при 100 °С 0,284 мПа·с.

Средства и методы измерения физико-химических свойств пластовых вод во многом аналогичны измерениям физико-химических свойств нефти.

6.2. Измерение физико-химических свойств газа

6.2. Измерение физико-химических свойств газа

Химические свойства газа.

Природные углеводородные газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, либо в растворенном виде содержится в нефтяных залежах. Такие газы называются нефтяными или попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

Углеводородные газы нефтяных и газовых месторождений представляют собой газовые смеси, состоящие главным образом из предельных углеводородов метанового ряда C_nH_{2n+2} , т. е. из метана CH_4 и его гомологов — этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и других, причем содержание метана в газовых залежах преобладает, доходя до 98÷99 %.

Кроме углеводородных газов, газы нефтяных и газовых месторождений содержат углекислый газ, азот, а в ряде случаев сероводород и в небольших количествах редкий газ, такой как гелий, аргон и др.

6.1. Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод

физические свойства природного газа.

1. **Плотность** газов существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных единицах (г/см^3 , кг/м^3) и в относительных. При давлении 0,1 МПа и температуре 0°C плотность газов примерно в 1000 раз меньше плотности жидкости и изменяется для углеводородных газов от 0,7 до $1,5 \text{ кг/м}^3$ (в зависимости от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов). **Относительной плотностью газа** называют отношение плотности газа при атмосферном давлении (0,1 МПа) и стандартной температуре (обычно 0°C) к плотности воздуха при тех же значениях давления и температуры. Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах $0,6 \div 1,1$.

6.2. Измерение физико-химических свойств газа

В качестве средств измерения используются рассмотренные ранее:

- Вибрационные плотномеры. Необходимы, непосредственно, для измерения газа под давлением и плотности жидкости.



Рис. 6.29. Газовый плотномер коммерческого учета Micro Motion® Gas Density Meter (GDM) (слева) и плотномер 3098 (Solartron 3098) измерений относительной плотности/удельного веса природного газа (справа).

6.2. Измерение физико-химических свойств газа

- Пикнометры. Используются для измерения истинной плотности. Для определения плотности пробу газа из газопровода, аппарата или другой емкости отбирают непосредственно в пикнометр способом сухой продувки. Допускается отбирать пробы газа по ГОСТ 18917 в двухвентильные пробоотборники (контейнеры).

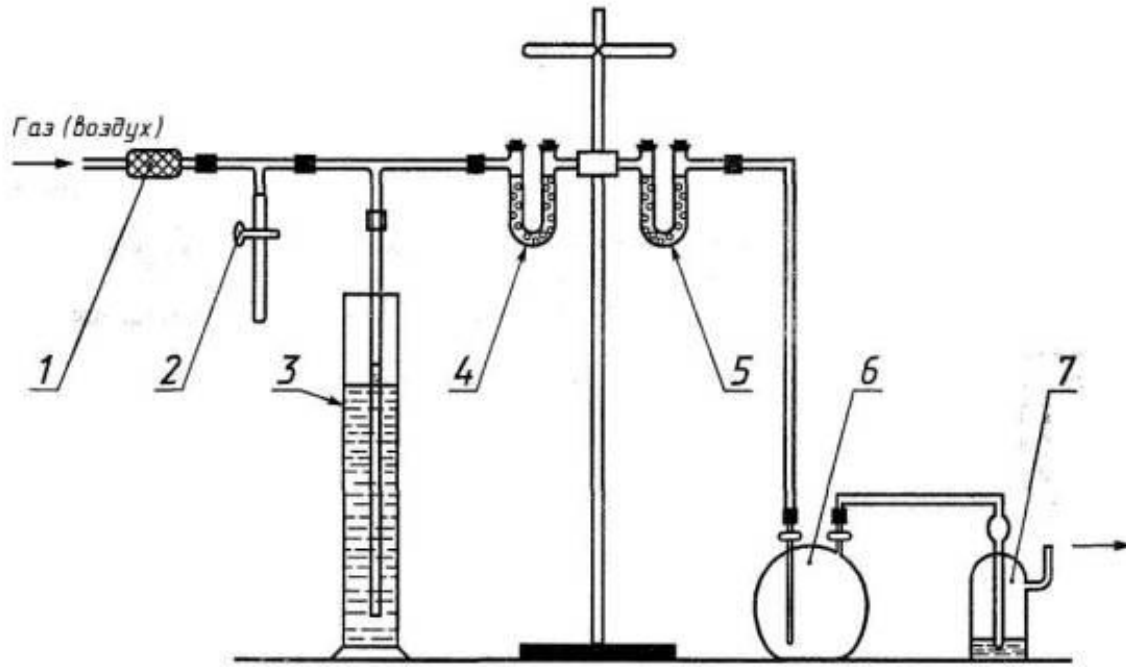


Рис. 6.30. Пикнометр типа ПГ: 1 - трубка с гигроскопической ватой; 2 - винтовой зажим; 3 - маностат; 4,5 - U-образные трубки; 6 - пикнометр; 7 - склянка (счетчик пузырьков).

6.2. Измерение физико-химических свойств газа

1. **Растворимость** углеводородных газов в жидкости при неизменной температуре определяют по формуле

$$S = \alpha P^b,$$

где S – объем газа, растворенного в единице объема жидкости, приведенной к стандартным условиям; P – давление газа над жидкостью, α – коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворенный в единице объема жидкости при увеличении давления на 1МПа; b – показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального.

Значение α и b зависят от состава газа и жидкости.

Коэффициент растворимости α для нефтей и газов основных месторождений России изменяется в пределах $5 \div 11 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на 1МПа. Показатель b изменяется в пределах $0,8 \div 0,95$.

На многих месторождениях природный газ первоначально существует в растворенном состоянии в нефти и выделяется из раствора только при снижении давления. Чем больше снижается давление, тем больше выделяется газа из раствора.

6.2. Измерение физико-химических свойств газа

2. Вязкость нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре 0 обычно не превышает 0,01 мПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

3. Теплостойкость газа – количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на 1 . Весовая теплостойкость газа измеряется в кДж/кг, а объемная - в кДж/м³.

4. Теплота сгорания газа какого-либо вещества определяется количеством тепла, выделяющимся при сжигании единицы веса или единицы объема данного вещества. Теплота сгорания газов выражается в кДж/кг и кДж/м³ и является основным показателем, характеризующим газ или топливо.

6. Давление, соответствующее критической температуре, называется критическим давлением. Таким образом, критическое давление – это предельное давление, при котором и менее которого газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни низка была температура. Так, например, критическое давление для метана приблизительно равно 4,7 МПа, а критическая температура – 82,5°C.

Рекомендуемая литература

1. Методы и средства измерений, испытаний и контроля : учебное пособие. В 5 ч. / А.Г. Дивин, С.В. Пономарев, Г.В. Мозгова. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012. – Ч. 2. – 108 с.
2. Зайцев, С.А. Контрольно-измерительные приборы и инструменты : учебное пособие / С.А. Зайцев, Д.Д. Грибанов, А.Н. Толстов, Р.В. Меркулов. – М. : Издательский центр «Академия», 2006. – 464 с.
3. Раннев, Г.Г. Методы и средства измерений : учебник для вузов / Г.Г. Раннев, А.П. Тарасенко. – 3-е изд., стер. Издательский центр «Академия», 2006. – 336 с.
4. Харт, Х. Введение в измерительную технику / Х. Харт ; пер. с нем. – М.: Мир, 1999. – 391 с.
5. Ключев, В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / под ред. В.В. Ключева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 2005. – 656 с.
6. Эткин, Л.Г. Виброчастотные датчики. Теория и практика / Л.Г. Эткин. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004. – 408 с.
7. Болтон, У. Карманный справочник инженера метролога / У. Болтон. – М. : Издательский дом «Додэка-XXI», 2002. – 384 с.].