

О.И. ФЕДОСОВА

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ
ИЗМЕРЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ**

Учебное пособие

Самара
Самарский государственный технический университет
2008



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

О.И. ФЕДОСОВА

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

*Утверждено
редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Самара
Самарский государственный технический университет
2008

УДК 622.32 (075.8)

Ф33

Рецензенты: канд. техн. наук В.К. Давыдов,
канд. физ.-мат. наук В.В. Молчанов

Федосова О.И.

Ф33 Экспериментальные методы измерения физических свойств пластовых нефтей: учеб. пособ. / *О.И. Федосова*. – Самара. Самар. гос. техн. ун-т, 2008. – 58 с.: ил.

Основное внимание уделено описанию наиболее распространенных методов измерения таких важных параметров пластовых нефтей, как вязкость, плотность и давление насыщения. Пособие содержит сведения о влиянии различных факторов на физические свойства пластовых нефтей.

Рассмотрены вопросы, касающиеся природы внутреннего трения, подчеркивается влияние соотношения вязкости пластовой нефти и вытесняющего ее агента на нефтеотдачу пластов.

Изложение ведется в соответствии с программой курса «Физические процессы горного или нефтегазового производства» для студентов специальности 130401.

УДК 622.32 (075.8)

Ф33

© О.И. Федосова, 2008

© Самарский государственный
технический университет, 2008

ВВЕДЕНИЕ

Вязкость нефти – важнейшее технологическое свойство нефтяной системы, которое необходимо учитывать при составлении проектов разработки нефтяных месторождений.

Вязкость нефти играет большую роль при движении ее по пласту. От величины вязкости нефти и от ее соотношения с вязкостью воды зависит динамика обводнения залежи и условия эффективной добычи нефти.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной нефти вследствие большого количества растворенного газа, повышенного давления и температуры. Вязкость уменьшается с повышением количества углеводородного газа, растворенного в нефти. При этом с увеличением молярной массы газового компонента (от CH_4 к C_4H_{10}) вязкость нефти уменьшается, а с увеличением молярной массы жидкого компонента (от C_5H_{12} к высшим) – возрастает. *С увеличением количества азота, растворенного в нефти, вязкость пластовых нефтей возрастает.* Повышение давления вызывает увеличение вязкости, а температуры – уменьшение. Чем больше в нефтях смол и асфальтенов, тем выше вязкость. Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от сотен $\text{мПа}\cdot\text{с}$ до десятых долей $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти [1, 2].

Во всем мире наиболее распространены залежи нефти, разрабатываемые на напорных режимах (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа) [3]. Нефть из таких залежей вытесняется агентами – краевой или нагнетаемой водой, газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности. Кроме свободного газа, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из пластовой нефти, если давление в залежи падает ниже давления насыщения.

Многие месторождения, где первоначально имелись газовые шапки или развивался свободный газ в результате начального действия режима растворенного газа, превратились в месторождения с водонапорным режимом и эксплуатируются под гидравлическим напором. Несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, общая качественная схема вытеснения нефти водой или газом имеет много общего. Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют как поршни. Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережают нефть. По результатам исследований установлено, что с увеличением вязкости нефти значительнее проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, приводящие к возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых. Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды ведет к уменьшению нефтеотдачи.

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, так как, помимо других факторов, соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно, чем соотношение вязкости газа и нефти. Динамика обводнения залежей с различным соотношением вязкостей нефти и воды в пластовых условиях весьма разнообразна. В залежах нефти с отношением вязкости нефти и воды (μ_0) не более 3-4 безводный период продолжительный и интенсивное обводнение обычно развивается во второй половине третьей стадии разработки.

При $\mu_0 > 4$, как правило, наблюдается краткий безводный период, быстрый рост обводненности уже на первой-второй стадии разработки, продолжительный срок добычи нефти с обводненностью 70-90%.

Особо неблагоприятные условия отмечаются для залежей с $\mu_0 > 10$: залежь быстро обводняется, содержание воды в продукции

достигает 80-90%, скважины характеризуются длительным водным периодом эксплуатации [4].

В зависимости от строения и свойств пласта, а также состояния жидкостей в пористой среде параметры, влияющие на нефтеотдачу, могут быть неодинаковы. Но общепризнанно, что применение способов, ведущих к уменьшению различия вязкостей пластовой нефти и вытесняющего агента, ведет к увеличению нефтеотдачи. Так, идея использования полимеров для повышения эффективности процесса заводнения основана на способности их водных растворов даже при низкой концентрации полимера значительно снижать соотношение вязкостей нефти и воды (μ_0) и уменьшать подвижность последней в высокопроницаемых пропластках, выравнивая продвижение водо-нефтяного контакта.

Понижение вязкости нефти может быть достигнуто путем нагнетания в пласт горячей воды. Если температура прогрева высокая, то значительное понижение вязкости нефти будет, по-видимому, способствовать увеличению нефтеотдачи, хотя при нагнетании горячей воды на нефтеотдачу пласта влияет большое количество факторов и учет влияния каждого довольно затруднителен. В нефтепромысловой практике известны методы добычи нефти с нагнетанием в пласт загущенных вод, оторочки из сжиженного углекислого газа, с вытеснением нефти пенами, стабилизированными поверхностно-активными веществами, методы внутрипластового горения и др.

Все эти методы позволяют, увеличивая вязкость воды или снижая вязкость нефти, создать более благоприятные условия для повышения нефтеотдачи.

Величина вязкости учитывается при решении самых разнообразных вопросов нефтедобывающей промышленности, таких как выбор темпов отбора жидкости из залежи, оценка скорости фильтрации нефти и газа в пласте, выбор типа вытесняющего агента, расчет мощности насосов и др.

Глава 1. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕЙ

1.1. ПРИРОДА СИЛ ВНУТРЕННЕГО ТРЕНИЯ. ДИНАМИЧЕСКАЯ И КИНЕМАТИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ. ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ

Вязкость – сила трения, возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единице поверхности при их взаимном перемещении.

Причина возникновения этой силы заключается в том, что слои жидкости (или газа), движущиеся с разными скоростями, обмениваются молекулами. Молекулы из более быстрого слоя проникают вследствие теплового движения в более медленный слой и передают ему некоторый импульс. В результате скорость упорядоченного движения медленного слоя увеличивается. Аналогично за счет переноса молекул из более медленного слоя в более быстрый слой последний начинает тормозиться: импульс этого слоя уменьшается. Изменение импульса тела связано с действующей на это тело силой по второму закону Ньютона:

$$\vec{F} = \frac{m\vec{v}_2 - m\vec{v}_1}{\Delta t}. \quad (1.1)$$

Эта сила и является силой внутреннего трения или вязкостью.

Вязкость присуща всем реальным жидкостям и газам. Она проявляется в том, что возникшее в жидкости или газе движение после прекращения действия вызвавшей его причины постепенно прекращается. Модуль силы внутреннего трения определяется законом Ньютона:

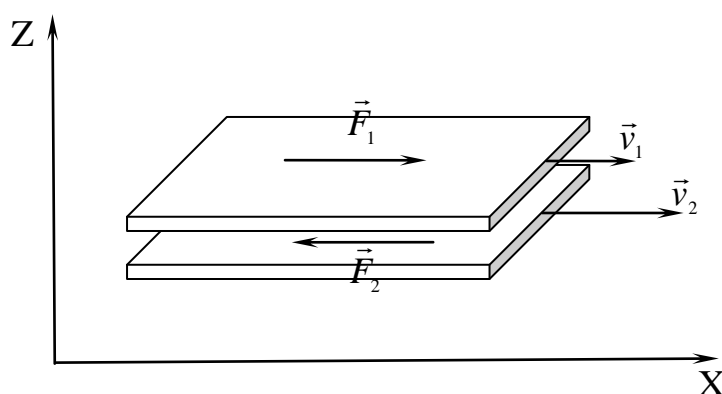
$$F = \eta \frac{dv}{dz} S, \quad (1.2)$$

где $\frac{dv}{dz}$ – модуль градиента скорости, показывающий, как быстро изменяется скорость в направлении оси z , перпендикулярной скорости слоев \vec{v} ;

S – площадь соприкосновения слоев,

η – коэффициент пропорциональности, зависящий от природы и состояния жидкости и называемый коэффициентом вязкости или просто вязкостью жидкости или газа.

Силы трения направлены по касательной к трущимся слоям (или поверхностям), причем так, что они противодействуют относительному смещению этих слоев. Если, например, два слоя жидкости скользят друг по другу, двигаясь с различной скоростью, то сила, приложенная к более быстро движущемуся слою, направлена в сторону, противоположную движению, а сила, действующая на слой, движущийся медленнее, направлена в сторону движения слоя (рис. 1.1).



Р и с. 1.1. Возникновение сил внутреннего трения в жидкости или газе

Формула (1.2) справедлива для любого закона изменения скорости при переходе от слоя к слою.

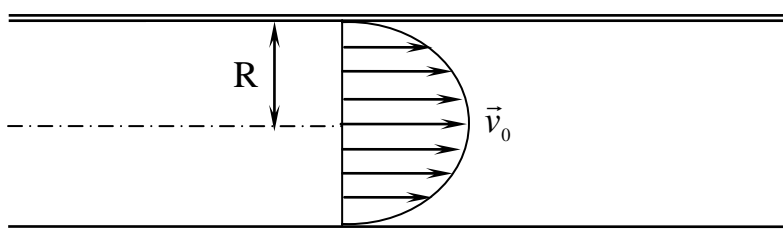
Так, например, при движении жидкости в круглой трубе скорость равна нулю у стенок трубы, максимальна на оси трубы, и при не слишком больших скоростях течения изменяется вдоль любого радиуса по закону

$$v = v_0 \left(1 - \frac{r^2}{R^2} \right), \quad (1.3)$$

где R – радиус трубы;

v – скорость слоев на расстоянии r от оси трубы;

v_0 – скорость на оси трубы (рис. 1.2).



Р и с. 1.2. Изменение скорости движения слоев жидкости в круглой трубе

В этом случае слои жидкости, находящиеся на расстоянии r от оси трубы, действуют друг на друга с силой, величина которой в расчете на единицу поверхности равна

$$F = \eta \frac{dv}{dr} = \eta \frac{2v_0 r}{R^2}, \quad (1.4)$$

т.е. возрастает пропорционально расстоянию слоя от оси трубы.

Закон Ньютона справедлив для ламинарного течения жидкости и газа. При ламинарном течении жидкость как бы разделяется на слои, которые скользят друг относительно друга, не перемешиваясь. Если в ламинарный поток ввести подкрашенную струйку, то она сохраняется, не разрываясь, на всей длине потока, так как частицы жидкости в ламинарном потоке не переходят из одного слоя в другой. Ламинарное течение стационарно.

При увеличении скорости характер течения существенным образом изменяется. Возникает энергичное перемешивание жидкости. Такое течение называется турбулентным. Турбулентное течение – это такое течение, гидродинамические характеристики которого (скорость, давление, а для газов – плотность и температура) быстро и нерегулярно изменяются во времени. Частицы жидкости совершают нерегулярные, неустановившиеся движения по сложным траекториям, что приводит к интенсивному перемешиванию жидкости. Примером может служить движение воды в бурном горном потоке, водопаде или за кормой быстро идущей моторной лодки.

Если в турбулентный поток ввести окрашенную струйку, то уже на небольшом расстоянии от места ее введения окрашенная жидкость равномерно распределяется по всему сечению потока.

Английский ученый Рейнольдс установил, что характер течения зависит от значения безразмерной величины

$$\text{Re} = \frac{\rho v l}{\eta}, \quad (1.5)$$

где ρ – плотность жидкости (или газа);

v – средняя (по сечению трубы) скорость потока;

η – коэффициент вязкости жидкости;

l – характерный для поперечного сечения размер, например, радиус или диаметр при круглом сечении.

Величина (1.5) называется числом Рейнольдса. При малых значениях числа Рейнольдса наблюдается ламинарное течение. Начиная с некоторого определенного значения Re , называемого критическим, течение приобретает турбулентный характер.

В число Рейнольдса входят в виде отношения две величины, зависящие от свойств жидкости: ρ – плотность и η – коэффициент вязкости. Отношение

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (1.6)$$

называется кинематической вязкостью. Используя кинематическую вязкость, числу Рейнольдса можно придать следующий вид:

$$\text{Re} = \frac{v l}{\nu}. \quad (1.7)$$

Число Рейнольдса может служить критерием подобия для течения жидкости в трубах, каналах и т.д.

Характер течения различных жидкостей (или газов) в трубах разных сечений будет совершенно одинаков, если каждому течению соответствует одно и то же значение Re . При движении тел в жидкой или газообразной среде возникают силы сопротивления, называемые лобовым сопротивлением или сопротивлением давления.

В результате сопротивление движению тела складывается из сопротивления трения и лобового сопротивления. Соотношение между сопротивлением трения и сопротивлением давления определяется значением числа Рейнольдса.

При больших значениях Re преобладают силы давления. При малых Re , т.е. при небольших скоростях движения и небольших размерах тела, сопротивление среды обусловлено практически только силами трения. Согласно закону, установленному Стоксом, сила сопротивления в этом случае пропорциональна коэффициенту динамической вязкости η , скорости движения тела v и характерному размеру тела l (предполагается, что расстояние от тела до стенок сосуда значительно больше размеров тела). Коэффициент пропорциональности зависит от формы тела. Для шара, если в качестве l взять радиус шара r , коэффициент пропорциональности оказывается равным 6π . Следовательно, сила сопротивления движению шарика в жидкостях при небольших скоростях в соответствии с законом Стокса равна

$$F = 6\pi r v \eta. \quad (1.8)$$

Единицы измерения вязкости устанавливаются на основании уравнения (1.2). Если положить в этом уравнении градиент скорости, площадь соприкосновения слоев и силу трения равными единице, то и коэффициент вязкости η станет равным 1.

Таким образом, в системе СИ единицей вязкости является такая вязкость, при которой градиент скорости, равный 1 м/сек на 1 м , приводит к возникновению силы внутреннего трения в 1 н на 1 м^2 поверхности касания слоев. Эта единица имеет размерность $\frac{\text{н}}{\text{м}^2} \cdot \text{с}$ и поэтому получила название Паскаль-секунда (*Пас*).

В СГС системе единицей вязкости служит пуаз (*пз*), равный такой вязкости, при которой градиент скорости в $1 \frac{\text{см}}{\text{сек}}$ на 1 см приводит к возникновению силы внутреннего трения на 1 дину на 1 см^2 поверхности касания слоев.

Между пуазом и единицей вязкости в СИ существует соотношение:

$$1 \text{ Пас} = 10 \text{ пз}.$$

Единицей измерения кинематической вязкости в СГС системе служит стокс (сантистокс). Размерность стокса — $\frac{\text{см}^2}{\text{сек}}$. В системе СИ единица кинематической вязкости не имеет названия. Ее размерность $\frac{\text{м}^2}{\text{сек}}$.

1.2. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ

Существующее разнообразие методов и конструкций приборов для измерения вязкости – вискозиметров – обусловлено как широким диапазоном значений вязкости (от 10^{-5} *Пас* у газов до 10^{12} *Пас* у ряда полимеров), так и необходимостью измерять вязкость в условиях низких или высоких температур и давлений.

В обзоре [5] описаны различные методы измерения вязкости анизотропных жидкостей: метод сдвигового течения, ультразвуковые методы, метод вращающегося магнитного поля, метод светорассеяния на термических флуктуациях, определение вязкости по затуханию периодических колебаний пластины, помещенной в исследуемую среду, и др. Особую группу образуют методы измерения вязкости в малых объемах среды (микровязкость). Они основаны на наблюдении броуновского движения, подвижности ионов, диффузии частиц.

В практике лабораторий, изучающих свойства нефтей и газов, наиболее распространены три метода измерения вязкости: капиллярный, падающего шара и соосных цилиндров (ротационный) [1, 2, 6]. В основе их лежат соответственно закон Пуазейля, закон Стокса и закон течения жидкости между соосными цилиндрами.

Метод капиллярного истечения

Метод основан на законе Пуазейля, описывающем закономерности движения жидкости в капилляре.

Уравнение гидродинамики для стационарного течения жидкости, имеющей вязкость η , через капилляр, имеет вид:

$$V = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8\eta l}, \quad (1.9)$$

где V – объем жидкости, протекающей через капилляр в единицу времени, *м/с*;

R – радиус капилляра, *м*;

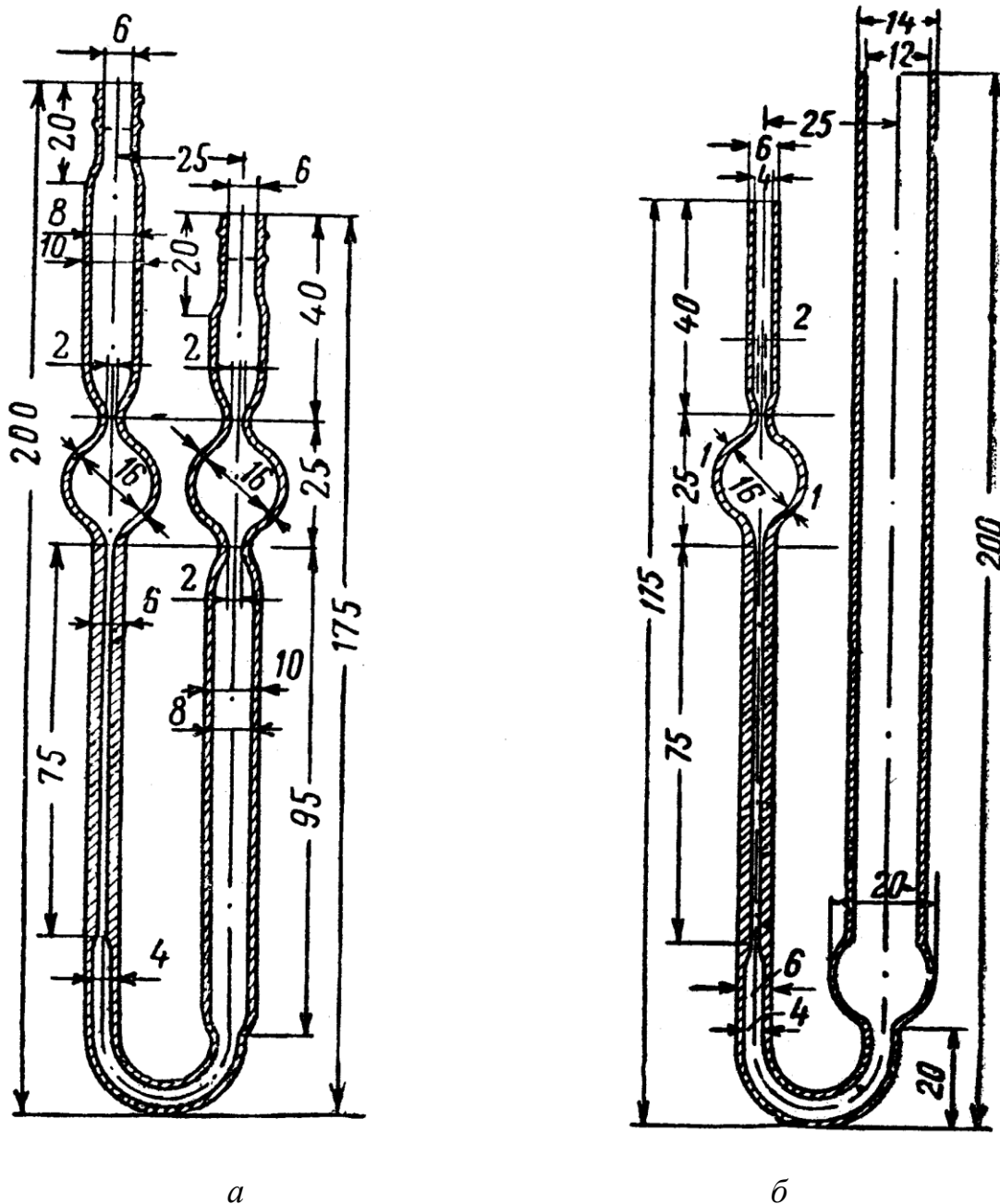
l – длина капилляра, *м*;

$\Delta p = p_1 - p_2$ – разность давлений на концах капилляра, *Па*.

Из уравнения (1.9) легко найти

$$\eta = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8Vl}. \quad (1.10)$$

Формула Пуазейля справедлива для ламинарного потока жидкости при отсутствии скольжения на границе жидкость-стенка капилляра. Уравнение (1.10) используют для определения динамической вязкости. Капиллярные вискозиметры могут иметь разнообразную конструкцию.



Р и с. 1.3. Капиллярные вискозиметры:
а – стандартный капиллярный вискозиметр типа Уббелодде – Гольде
 для определения динамической (абсолютной) вязкости;
б – стандартный вискозиметр типа Оствальда
 для определения кинематической вязкости

На рис. 1.3 приведены различные типы вискозиметров. Несмотря на ряд отличий, методика измерений этими вискозиметрами мало чем отличается. Все эти приборы основаны на изучении протекания жидкости через капиллярную трубку. Методом капилляра французский ученый Пуазейль (1846 г.) выполнил точные измерения вязкости воды и эмпирически установил формулу (1.9), которая служит для вычисления коэффициента вязкости при опытах с капиллярными вискозиметрами. Впоследствии формула Пуазейля была выведена теоретически из уравнений гидродинамики.

Если жидкость вытекает под собственным весом, то давление $p = \rho gh$ и уравнение для определения кинематической вязкости

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} = \frac{\pi gh R^4}{8 l V} \tau. \quad (1.11)$$

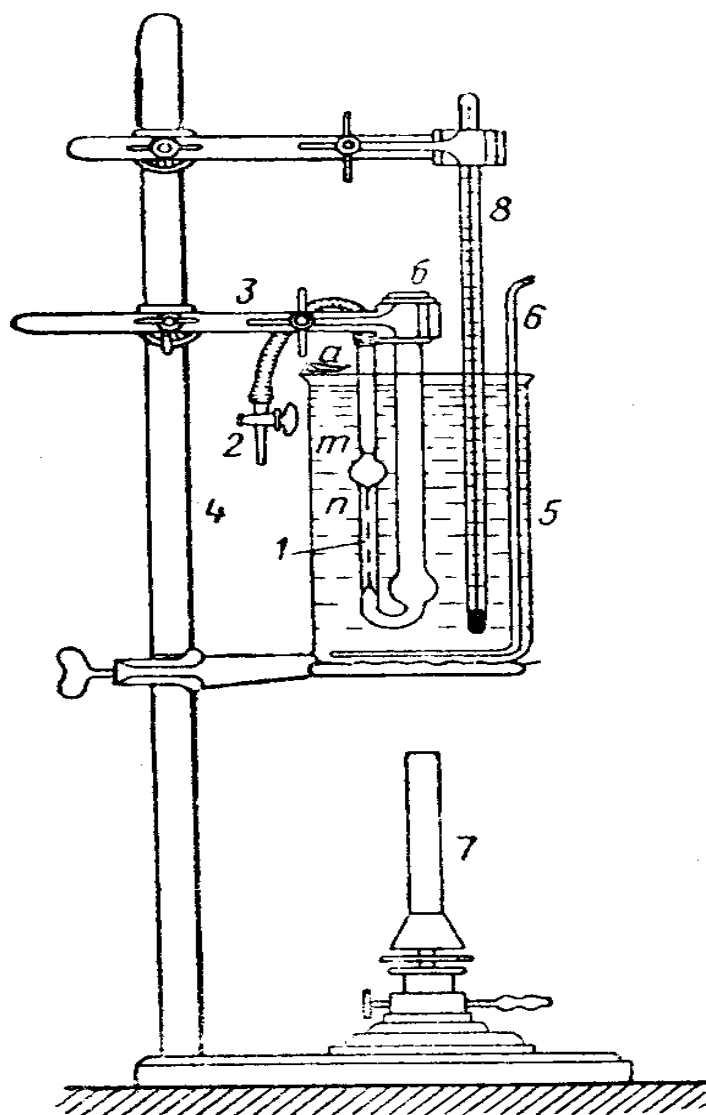
Постоянная вискозиметра $K = \frac{\pi gh R^4}{8 l V}$ зависит только от его геометрических размеров. Она может быть найдена после измерения величин h , R , l и V , но определение постоянной вискозиметра по эталонной жидкости проще и обычно применяется в практической лабораторной работе.

На рис. 1.4 изображена установка для определения кинематической вязкости.

Прибор состоит из набора вискозиметров типа Оствальда с капиллярами различных диаметров, термостата 5 с мешалкой 6 и термометра 8 с делениями до 0,1 °С.

На колено a вискозиметра 1 надевается отрезок резиновой трубки, конец которой снабжается краном 2 или зажимом. Эта трубка служит для засасывания нефтепродукта выше метки m . Емкость верхнего шарика между метками m и n равна примерно 2 см³.

При выборе вискозиметра капилляр его должен быть таким, чтобы время истечения τ не выходило из пределов 45-180 сек, так как при меньшем времени истечения ошибка получается при измерении времени τ , а при большем – за счет колебания температуры.



Р и с. 1.4. Установка для определения кинематической вязкости

Для вискозиметра со стандартными размерами дается номограмма, которая позволяет, зная приблизительно кинематическую вязкость нефтепродукта и задаваясь удобным для опыта временем истечения τ , определить подходящий диаметр капилляра.

Методика выполнения работы заключается в следующем.

Перед определением вязкости нефтепродукт тщательно обезвоживают и освобождают от механических примесей.

Вискозиметр промывают бензином, затем горячей хромовой смесью (раствор двуххромовокислого калия $K_2Cr_2O_7$ в крепкой серной кислоте H_2SO_4) и дистиллированной водой. После промывки вискозиметр высушивают протягиванием через него чистого сухого воздуха, пропущенно-

го через хлористый кальций CaCl_2 , концентрированную серную кислоту и слой стеклянной ваты. Затем прибор собирают согласно рис. 1.4. Если неизвестна постоянная вискозиметра, то определяют ее по жидкости, кинематическая вязкость которой хорошо известна при температуре определения, например, по дистиллированной воде, вязкость которой при $20\text{ }^\circ\text{C}$ равна $\nu_{20} = 0,0101 \frac{\text{см}^2}{\text{сек}}$. При наполнении вискозиметра необходимо следить за тем, чтобы в капилляре и в шариках не образовалось пузырьков воздуха, разрывов и пленок. При $t = 20\text{ }^\circ\text{C}$ вискозиметр с жидкостью выдерживается около 30 мин.

Открыв кран 2, жидкость засасывают выше метки m , затем закрывают кран 2. Убедившись, что при помешивании мешалкой b температура бани остается постоянной (с точностью до $0,1\text{ }^\circ\text{C}$), одной рукой открывают кран 2, а другой пускают в ход секундомер в тот момент, когда уровень опускающейся жидкости проходит мимо метки m .

Внимательно наблюдая за движением жидкости, секундомер останавливают в тот момент, когда уровень жидкости проходит мимо метки n .

Записав время, отмеченное на секундомере, повторяют отсчеты по секундомеру. Из нескольких определений выводят среднее арифметическое. Если τ – среднее наблюдаемое время истечения эталонной жидкости при температуре опыта, ν_0 – кинематическая вязкость эталонной жидкости при той же температуре, то постоянная вискозиметра k найдется по формуле:

$$k = \frac{\nu_0}{\tau_0}.$$

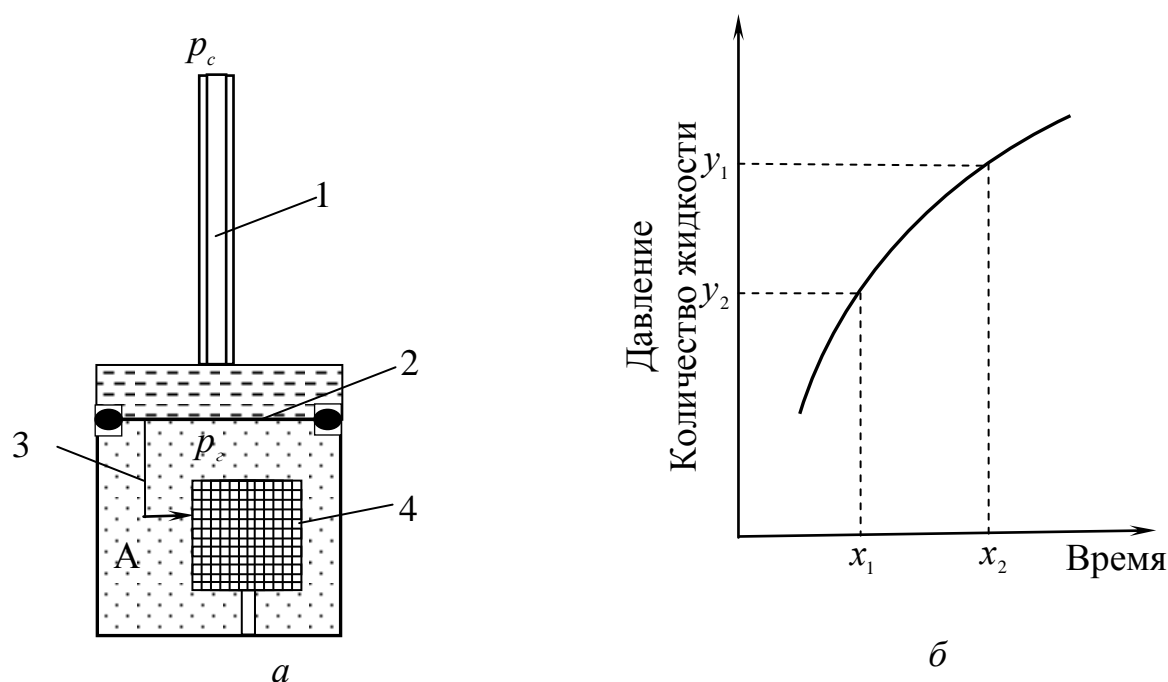
В тот же вымытый и высушенный вискозиметр вводят 4 см^3 исследуемого нефтепродукта. В случае очень вязких жидкостей допускается подогревание с целью уменьшения вязкости при заполнении.

Затем несколько раз повторяют истечение жидкости и выводят среднее арифметическое время истечения τ_t при температуре t . Имея τ_t и постоянную вискозиметра k , находим кинематическую вязкость ν_t в стоксах по формуле

$$\nu_t = k\tau_t.$$

Капиллярные вискозиметры нашли широкое применение для определения вязкости нефтепродуктов при атмосферном давлении.

Этот же принцип был использован и в глубинном капиллярном вискозиметре, вошедшем в комплекс приборов ВНИИ для исследования свойств пластовых нефтей непосредственно на забое скважины [6]. На рис. 1.5, а приведена схема его устройства.



Р и с. 1.5. Глубинный вискозиметр:
а – схема глубинного вискозиметра;
б – диаграмма записи глубинного вискозиметра ВНИИ

Принцип его действия основан на измерении времени втекания известного объема нефти из скважины в емкость А через капилляр 1 при заданном перепаде давления на концах капилляра. Емкость А перед спуском заполняется газом под давлением p_r несколько меньшим, чем давление p_c в скважине на глубине измерения вязкости нефти. Под давлением нефти плавающий разделитель 2 и шток 3 вместе с пером движутся вниз. При этом перо записывает диаграмму на бланке барабана 4, который вращается часовым механизмом с постоянной скоростью. Вид диаграммы приведен на рис. 1.5, б. По оси ординат регистрируется перемещение разделителя 2, которое соответствует

объему вошедшей в емкость А через капилляр нефти, а по оси абсцисс – время. Вязкость рассчитывают по формуле

$$\eta = \frac{(p_c - \bar{p}_r) \Delta x m}{\Delta y} \cdot K, \quad (1.12)$$

где K – константа вискозиметра, определяемая при калибровке его по жидкости с известной вязкостью;

m – масштаб времени по оси абсцисс;

Δy и Δx – соответствующие отрезки на графике (рис. 1.5, б);

\bar{p}_r – среднее давление в камере А за время $\Delta x m$.

Вискозиметр рассчитан для работы при давлениях 30 МПа и температурах до 100 °С, объем емкости для нефти составляет 100 см³.

Рейнольдс в 1883 г. показал, что отклонения при определении вязкости способом истечения из капилляра, выражающиеся в кажущемся повышении вязкости, могут быть обусловлены переходом ламинарного потока жидкости в турбулентный. Согласно Рейнольдсу, условия перехода характеризуются некоторым отвлеченным числом, определяемым из формулы (1.7).

Экспериментальным путем для капилляров было установлено, что переход ламинарного потока в турбулентный происходит при достижении Re величины порядка 1000, которая и является критерием Рейнольдса для капилляров.

При тех малых скоростях, которые имеются в капиллярных вискозиметрах, значение $Re \ll 1000$. Таким образом, турбулентное движение не является фактором, искажающим значение вязкости в общепринятых капиллярных вискозиметрах в том случае, если время истечения достаточно велико, т. е. капиллярные вискозиметры подобраны правильно.

Еще одна причина, приводящая к погрешности определения вязкости капиллярными вискозиметрами, заключается в следующем.

Давление p , входящее в формулу Пуазейля, должно быть достаточным для продвижения жидкости через капилляр, т. е. жидкость, выходящая из капилляра, должна иметь скорость, равную нулю. Но в

действительности, вытекая из капилляра, жидкость имеет некоторый запас кинетической энергии. Поэтому в уравнении Пуазейля вводят поправку на кинетическую энергию:

$$\eta = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8Vl} - \frac{hV\rho}{8\pi l},$$

где h – коэффициент, близкий к единице;

ρ – плотность жидкости.

Поправку на кинетическую энергию можно установить экспериментально, проводя измерения при различных значениях разности давлений Δp . Оказалось, что при опытах с органическими жидкостями с кинематической вязкостью более $10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ поправка составляет доли процента. Вторая поправка учитывает «концевой» эффект. Она отражает влияние начального участка капилляра на характер движения жидкости. В месте сопряжения капилляра с резервуаром, из которого вытекает жидкость, может возникнуть винтовое движение и завихрение. Этот эффект учитывается путем введения вместо истинной длины капилляра кажущейся длины l' :

$$l' = l + nR,$$

где n – коэффициент, примерно равный единице; его определяют экспериментально на основе измерений при разных значениях l .

Определение указанных поправок рядом исследователей показало, что они не превышают 1% и при измерениях практического характера (к каковым в громадном большинстве случаев принадлежат измерения вязкости нефтепродуктов) игнорирование поправок на «конец капилляра», на трение жидкости о стенки капиллярной трубки и на кинетическую энергию не вносит заметных ошибок в результат измерений.

Капиллярные вискозиметры за счет простоты и возможности получения абсолютных значений вязкости нашли широкое распространение в вискозиметрии жидкостей. Особое требование в этом методе предъявляется к материалу капилляров (он не должен изменять форму, так как в расчетную формулу входит R^4 и малейшее изменение

диаметра или неточность его измерения дадут большую ошибку). Обычно используются капилляры из кварца, иногда из платины.

Точность измерения вязкости методом капиллярного истечения зависит от точности определения радиуса и длины капилляра, отсчета времени и измерения давления и составляет 0,5-2,0% в зависимости от температурного интервала измерений.

Метод Стокса (метод падающего шара)

Наравне с методом капиллярного истечения для определения вязкости нефтей применяется метод, основанный на измерении времени движения в изучаемой среде небольшого шара.

При малых числах Re , т. е. при небольших скоростях движения и небольших l , сила сопротивления движению шарика в жидкостях определяется законом Стокса (1.8).

На небольшой шарик, падающий в жидкости или газе, будут действовать три силы:

- 1) сила тяжести $F_1 = \frac{4}{3}\pi r^3 \rho_{ш} g$ (r – радиус шарика, $\rho_{ш}$ – его плотность);
- 2) выталкивающая сила $F_2 = \frac{4}{3}\pi r^3 \rho_{ж} g$ ($\rho_{ж}$ – плотность жидкости);
- 3) сила сопротивления $F_3 = 6\pi\eta r v$, направленная в сторону, противоположную направлению движения.

Первые две силы по величине постоянны, третья пропорциональна скорости v . Поэтому при достижении некоторой скорости v_0 выталкивающая сила и сила сопротивления в сумме уравновешивают силу тяжести, вследствие чего шарик начинает двигаться равномерно с постоянной скоростью. Измерив скорость установившегося движения шарика v_0 из условия равновесия шарика

$$\frac{4}{3}\pi r^3 \rho_{ж} g + 6\pi\eta r v = \frac{4}{3}\pi r^3 \rho_{ш} g ,$$

можно найти вязкость жидкости:

$$\eta = \frac{(p_{из} - p_{жс})d^2 g \tau}{18l}, \quad (1.13)$$

где d – диаметр шарика, l – путь, пройденный шариком за время τ .

Поскольку величина $\frac{d^2 g}{18l} = const$ для данного прибора, то динамическая вязкость рассчитывается по формуле:

$$\eta = K(p_{из} - p_{жс})\tau, \quad (1.14)$$

где K – постоянная вискозиметра, определяемая калибровкой.

Данный метод применяется как для измерения вязкости нефтепродуктов при абсолютном давлении, так и в области повышенных давлений и температур.

В вискозиметре высокого давления (ВВДУ), разработанном во ВНИИ [5], вязкость измеряется во времени качения шарика внутри немагнитной трубки, заполненной нефтью или пластовой водой (рис. 1.6).

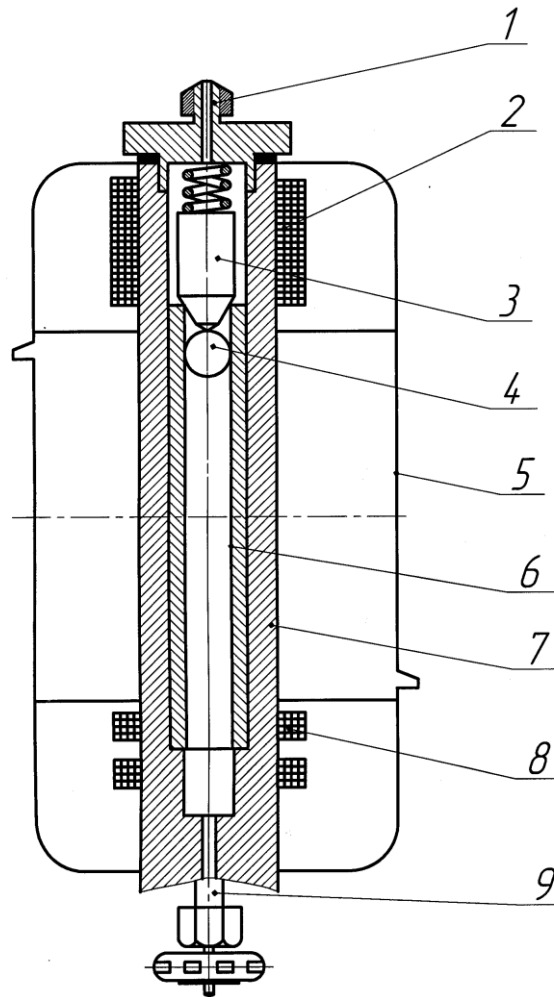
В верхнем положении шарик удерживается соленоидной катушкой 2, образующей с сердечником 3 электромагнит. В нижней части цилиндра установлены индуктивные катушки 8, соединенные с усилителем и электрическим секундомером. При включении секундомера автоматически отключается электромагнит и шарик начинает падать в исследуемой жидкости. Дойдя до нижней части трубки, он попадает в поле индуктивности катушек 8 и создает дополнительную электродвижущую силу, под действием которой срабатывает реле, разрывающее электрическую цепь секундомера. При повторном опыте шарик возвращают в верхнее положение поворотом вискозиметра.

ВВДУ предназначен для определения вязкости нефтей и вод от 0,5 мПа·с и более при давлении до 50 МПа и температурах до 80 °С.

Применение описанной методики предполагает следующие обязательные условия:

- 1) скорость движения шара настолько мала, что ее квадратом и высшими степенями можно пренебречь;
- 2) шар твердый и при своем движении не деформируется;
- 3) скольжение между жидкостью и поверхностью шара отсутствует;

4) жидкая среда бесконечна.



Р и с. 1.6. Схема устройства вискозиметра высокого давления:
 1 – проходной штуцер; 2 – соленоидная катушка; 3 – железный сердечник;
 4 – стальной шарик; 5 – рубашка термостата; 6 – калиброванная трубка;
 7 – толстостенный цилиндр; 8 – индуктивные катушки; 9 – проходной вентиль

Первое условие, в котором предусматривается отсутствие турбулентности, может быть выполнено, если жидкость достаточно вязка и радиус шара невелик. Подходящий радиус шара может быть определен из условия Релея, согласно которому параметр Рейнольдса должен быть в этих случаях значительно меньше единицы, т. е.

$$Re = \frac{vr\rho}{\eta} \ll 1. \quad (1.15)$$

Арнольд и Либстер установили, что погрешность измерения не превышает 1%, если радиус шара удовлетворяет условию

$$r < 0,6r_c, \quad (1.16)$$

где r_c – так называемый «критический радиус», определяемый из формулы (1.15) с заменой знака \ll на знак равенства.

Таким образом, согласно формуле (1.16) всегда можно подобрать такой размер шара, который удовлетворял бы первому требованию – созданию минимальной скорости движения шара в жидкой среде. Второе условие легко выполнимо, если пользоваться достаточно твердыми шарами, что всегда и делают при измерении вязкости. Что касается третьего условия, то его можно считать соблюденным, так как существует достаточно много экспериментов, в которых оно подтверждается.

Четвертое условие не может быть соблюдено экспериментально, и проверка формулы Стокса обнаружила заметное влияние стенок сосуда. Единственной формой сосуда, при которой это влияние может быть учтено, является цилиндр. Калибровка прибора по жидкостям с известной вязкостью устраняет этот недостаток.

Ротационные методы

Сущность методов заключается в том, что исследуемую жидкость помещают в зазор между двумя поверхностями правильной геометрической формы. Одна из поверхностей приводится во вращение с постоянной скоростью. При этом вращательное движение передается жидкостью другой поверхности. Момент вращения, передаваемый от одной жидкости к другой, является мерой вязкости жидкости. На рис. 1.7 приведена схема такого вискозиметра.

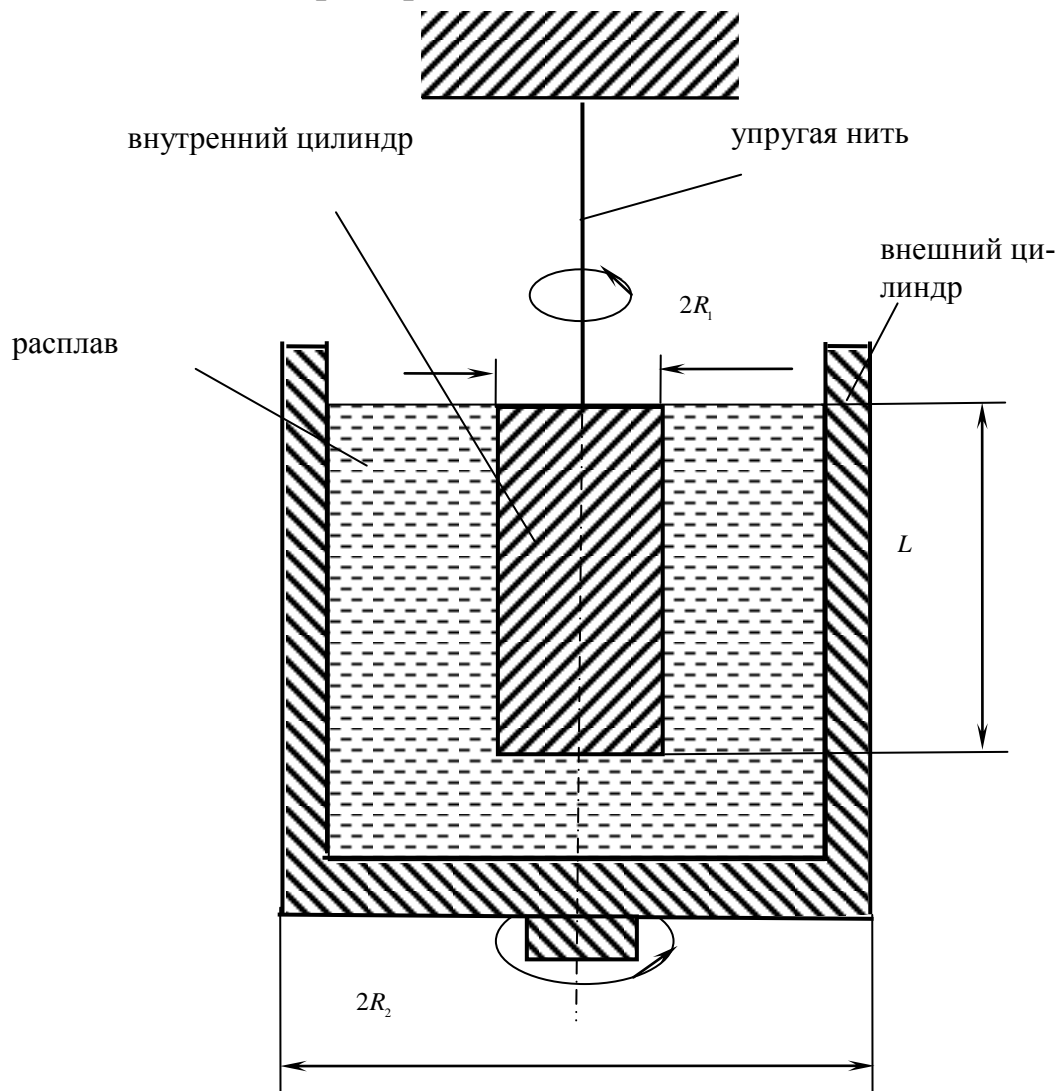
Внешний цилиндр с радиусом R_2 вращается с постоянной скоростью ω . Момент вращения M_1 передается через жидкость вязкостью η второму внутреннему цилиндру радиусом R_1 и длиной L .

Если внутренний цилиндр подвешен на упругой нити, верхний конец которой закреплен неподвижно, то нить закручивается на угол φ . При этом крутящий момент M_1 уравнивается моментом сил упругости нити M_2 .

Так как $M_1 = M_2$, то, решая уравнение относительно η , получим

$$\eta = \frac{k\varphi}{\omega}, \quad (1.17)$$

где k – константа прибора.



Р и с. 1.7. Схема ротационного вискозиметра

Аналогичная задача для системы с вращающимся внутренним и неподвижным внешним цилиндром, между которыми находится вязкая жидкость, приводит к уравнению вида:

$$\eta = \frac{k_1 Gr}{L}, \quad (1.18)$$

где G – момент, необходимый для поддержания постоянной частоты вращения, соответствующий одному обороту за τ_c ;

k_1 – константа прибора.

Эти уравнения справедливы для цилиндра бесконечной длины, поэтому в реальных условиях необходимо учитывать поправку на конечные размеры цилиндра.

С этой целью проводят измерение момента M_1 для жидкостей с различными значениями вязкости (η_1 и η_2) при двух разных высотах внутреннего цилиндра (L_1 и L_2) и получают значение эффективной высоты $L + \Delta L$. Величину ΔL получают экстраполяцией прямых $M_1 = f(L)$ и $M_2 = f(L)$ к нулевому значению M_1 и M_2 .

Эффективную высоту $L + \Delta L$ при вычислении η подставляют в основные уравнения.

Вискозиметры этой группы позволяют производить измерения жидкостей с вязкостью до 10^3 Пас.

Устройства, применяемые в вискозиметрах для измерения моментов, подразделяются на механические и электрические.

В настоящее время широко применяют электроротационные вискозиметры: вращение внутреннего цилиндра, погруженного в жидкость, осуществляется электродвигателем переменного или постоянного тока. При погружении цилиндра, вращающегося с постоянной скоростью, в жидкость на валу двигателя возникает тормозящий момент, прямо пропорциональный вязкости жидкости. Изменение тормозящего момента вызывает соответствующее изменение электрических характеристик двигателя, которые обычно регистрируются мостиковой схемой.

Электрические ротационные вискозиметры применяются для измерения вязкости в пределах 0,01-10 Пас с точностью до $\pm 2-5\%$ в зависимости от пределов значений вязкости и температурных условий.

Положительными качествами ротационных вискозиметров являются компактность, небольшой расход жидкости, воспроизведение в среде равномерной скорости сдвига, легкость осуществления необходимого температурного режима, возможность определения многих реологических параметров, упругих и релаксационных параметров ненарушенной структуры. Недостатками этих вискозиметров являются необходимость учета краевого эффекта вблизи торца, малая их

пригодность для исследования грубодисперсных суспензий и необходимость тщательной подготовки жидкостей к опыту (иначе результаты измерений окажутся невоспроизводимыми).

1.3. ВЯЗКОСТЬ НЕНЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ И МЕТОДЫ ЕЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Согласно закону Ньютона (1.2), касательное напряжение $\tau = \frac{F}{S}$, развивающееся в движущихся слоях жидкости, пропорционально градиенту скорости:

$$\tau = \eta \frac{dv}{dy}. \quad (1.19)$$

Уравнению (1.19) можно придать иной вид путем следующих преобразований:

$$\tau = \eta \frac{dv}{dy} = \eta \frac{d}{dy} \left(\frac{dx}{dt} \right) = \eta \frac{d}{dt} \left(\frac{dx}{dy} \right), \quad (1.20)$$

где x – длина пути в направлении скорости движения v , величина $\frac{dx}{dy}$ характеризует сдвиг слоев γ .

Тогда уравнение (1.20) приобретает вид:

$$\tau = \eta \frac{d\gamma}{dt}, \quad (1.21)$$

где $\frac{d\gamma}{dt}$ – скорость сдвига слоев.

У ньютоновских жидкостей скорость сдвига пропорциональна касательному напряжению, а вязкость жидкости зависит только от температуры и давления.

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{1}{\eta} \tau. \quad (1.22)$$

Уравнение типа (1.22), устанавливающее связь между напряжением τ и скоростью сдвига $\frac{d\gamma}{dt}$, называется реологическим.

Реологические характеристики нефтей в значительной степени определяются содержанием в них смол, асфальтенов и парафинов.

Асфальтены, представляющие собой наиболее высокомолекулярные соединения нефти, плохо растворяются в углеводородах, и поэтому нефти, содержащие асфальтены, представляют собой коллоидные системы. Мицеллы асфальтенов стабилизируются смолами.

При значительном содержании парафина и асфальтенов *вязкость нефти зависит от скорости сдвига*, т.е. она приобретает свойства неньютоновских жидкостей вследствие возникновения пространственных структур, состоящих из коллоидных частиц асфальтенов, парафина и смол [7, 8, 10].

При высоких пластовых температурах структурно-механические свойства нефтей проявляются значительно слабее. Особо интенсивно в пластовых условиях образование пространственной сетки происходит при понижении температуры пласта вследствие нагнетания холодной воды ниже температуры начала кристаллизации парафина. В отличие от парафинов, частицы асфальтенов способны образовывать пространственные структуры в нефти при температурах выше пластовых.

Аномалия вязкости и пластичность дисперсных систем объясняется наличием у них коллоидной структуры, то есть связи между отдельными частицами системы. При течении такой «структурированной» системы работа внешней силы затрачивается не только на преодоление истинной вязкости, но и на разрушение структуры.

Значительное влияние на структурно-механические свойства нефтей оказывают состав, свойства и строение пористой среды.

На границе раздела твердой и жидкой фаз происходит процесс адсорбции активных компонентов нефти на поверхности породообразующих минералов. Образование адсорбционного слоя ведет к построению на его основе граничного слоя нефти, вязкость которого на порядок выше вязкости нефти в объеме, а толщина в ряде случаев соизмерима с радиусом поровых каналов. Граничные слои жидкости в зависимости от строения и физико-химических свойств твердого тела могут находиться в твердом и жидком состояниях.

В результате свойства граничных слоев изменяются в широких пределах: от свойств чисто вязких веществ, вязко-пластичных до свойств тел, имеющих упругость и высочайшую механическую прочность. Причем процесс образования и упрочнения пространственных структур интенсифицируется тем более, чем меньше проницаемость пород.

Наличие в нефтяном пласте нефтей в пленочном состоянии, покрывающих поверхность твердой фазы, – одна из причин, снижающих нефтеотдачу [7].

Граничные слои по своим свойствам могут быть разделены на две части: первая – упруго-вязкий слой у твердой поверхности; вторая – слой с повышенной вязкостью. Таким образом, осуществляется постепенный переход от жидкости в объеме к жидкости в граничном слое. Под действием давления граничные слои образуют более плотную упаковку, пластическое течение которой наступает при большем напряжении по сравнению с исходным состоянием слоя. Пластическое течение граничных слоев в большей или меньшей степени затруднено и переходит в скольжение. Граничный слой разделяется на две части, скользящие одна относительно другой. Возникновение такого процесса является специфическим свойством граничных слоев.

Для получения реологических характеристик неньютоновских жидкостей применяются различные приборы. В частности, вязкость таких систем измеряется с помощью ротационных вискозиметров [6, 7]. Вискозиметр такого типа представляет собой устройство в виде соосных цилиндров. Исследуемая жидкость помещается в зазор между цилиндрами. Один из них (внутренний) приводится во вращательное движение с различной скоростью, а другой при этом испытывает закручивающее усилие, измеряемое в процессе опыта. Изменение крутящего момента в зависимости от частоты вращения цилиндра интерпретируется как связь между напряжением и скоростью сдвига.

Значения η обычно рассчитываются графическим путем. Результаты опыта наносят в виде графика $\Delta\varphi = f(\omega)$ зависимости угла закручивания внутреннего цилиндра $\Delta\varphi$ от угловой скорости вращения ω .

Величина η определяется как тангенс угла наклона прямолинейной части кривой $\Delta\varphi = f(\omega)$:

$$\eta = m \frac{\Delta\varphi'' - \Delta\varphi'}{\omega'' - \omega'}, \quad (1.23)$$

где m – константа прибора, определяемая калибровкой прибора по эталонным жидкостям;

$\Delta\varphi''$ и $\Delta\varphi'$ – соответствующие углы закручивания динамометра прибора;

ω'' и ω' – угловые скорости вращения.

Для исследования реологических свойств жидкостей в условиях высоких давлений существуют герметизированные вискозиметры.

Одним из наиболее универсальных и точных методов исследования граничных слоев является метод плоскопараллельных дисков [10, 11]. Он основан на исследовании кинетики вытеснения исследуемой жидкости из узкого зазора между двумя плоскопараллельными дисками.

Для вязкой однородной жидкости этот процесс можно описать уравнением Стефана-Рейнольдса [8]:

$$t = \frac{3\pi\eta R^4}{4F} \frac{1}{h^2}, \quad (1.24)$$

где h – расстояние между дисками;

F – сила сжатия;

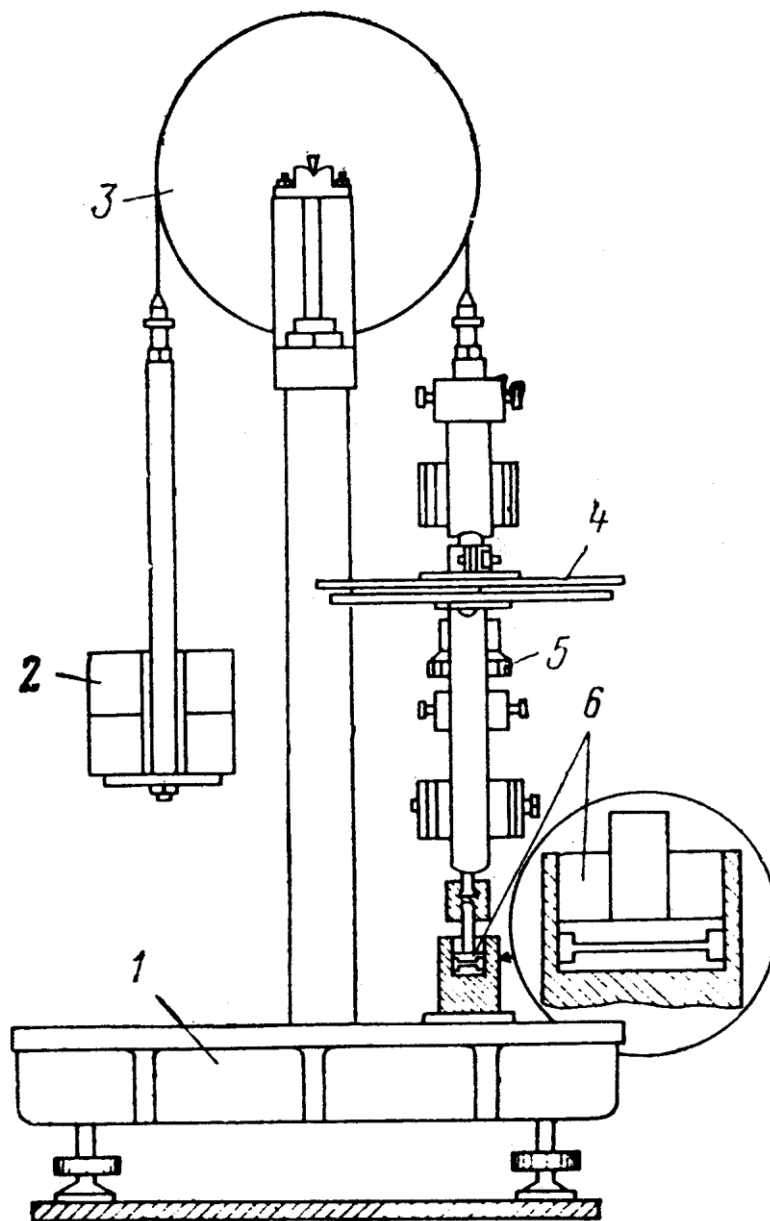
t – время изменения расстояния между дисками.

Из формулы (1.24) следует:

- 1) время разъединения (отлипания) дисков (t) пропорционально вязкости;
- 2) произведение t_{om} на величину требуемого давления удельной силы отлипания $\sigma = \frac{F}{S}$ имеет размерность динамической вязкости.

На рис. 1.8 приведена схема прибора с плоскопараллельными дисками. Основную деталь прибора составляют два зеркально полированных диска 6. Нижний диск фиксирован жестко, а верхний связан с подвижным штоком; к штоку прикреплена обкладка выносного конденсатора 4; вторая его обкладка может перемещаться относи-

тельно стойки прибора микрометрическим винтом 5. Система нагружения состоит из крутильных весов 3, противовеса с грузами 2, соединенного со штоком гибкой нерастягивающейся лентой.



Р и с. 1.8. Схема прибора с плоскопараллельными дисками

Заданная нагрузка на верхний диск создается уменьшением грузов противовеса на величину этой нагрузки. Микрометрический винт 5 позволяет регулировать диапазон изменения емкости независимо от толщины слоя жидкости между дисками.

По тарировочному графику величину изменения емкости конденсатора переводят в величину изменения зазора между дисками h и строят кривые зависимости h от времени t . Опыт показал, что для

чистых углеводородных жидкостей существует линейная зависимость $h = f(t)$. Эта же зависимость наблюдается в начальный период и для углеводородов, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ), т. е. когда зазор между дисками велик. Однако в дальнейшем скорость вытеснения жидкости падает и в конечной стадии становится равной нулю. По таким кривым можно определить толщину граничного слоя, соответствующую началу отклонения от линейной зависимости $h = f(t)$, и толщину остаточной части этого слоя.

Таким образом, метод плоскопараллельных дисков позволяет измерить общую толщину граничного слоя жидкости, а также величину его подвижной и остаточной частей.

Кроме того, метод плоскопараллельных дисков позволяет определить вязкость жидкости в зазоре между дисками по уравнению (1.25). Согласно этому уравнению, отношение граничной вязкости η_c к объемной $\eta_{об}$ пропорционально отношению $\frac{t_{эксп}}{t_{теор}}$. В экспериментах было показано, что вязкость η_c быстро увеличивается с уменьшением толщины граничного слоя и может превысить объемную вязкость в 10-15 раз.

Из кинетических методов широкую известность получил метод сдвигания [12]. Этот метод позволяет построить профиль скоростей в граничном слое и таким образом установить зависимость вязкости жидкости от расстояния до твердой подложки:

$$\eta = \frac{H}{2} \frac{\Delta P}{\Delta h} \tau, \quad (1.25)$$

где H – ширина щели;

$\frac{\Delta P}{\Delta h}$ – градиент давления воздуха;

τ – продолжительность сдвигания.

При исследовании некоторых органических жидкостей метод сдвигания позволил установить различие в структуре граничных слоев и объемной жидкости. Переход от объемной жидкости к граничному слою иногда происходит скачкообразно. В этом видна уникальность этого аб-

солютного метода исследования свойств граничных слоев, точность которого значительно повысилась благодаря применению газового лазера.

Методы исследования граничных слоев жидкости достаточно разнообразны. В их числе можно назвать резонансный метод, метод капиллярного давления, метод центробежного поля, метод фильтрации, ультразвуковые, электрические и оптические методы. Описание этих методов выходит за рамки настоящего пособия. При желании с ними можно познакомиться в литературе [13, 15, 16, 17].

Следует отметить, что глубокое изучение физических и структурно-механических свойств пластовых нефтей и их граничных слоев необходимо при разработке научно обоснованных и рациональных методов нефтедобычи [14, 18].

Глава 2. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Под плотностью вещества принято понимать массу вещества, заключенную в единице объема.

Плотность жидкостей, являясь функцией давления и температуры, служит важной характеристикой, позволяющей решать как теоретические вопросы, касающиеся теории состояния жидкого вещества, так и целый ряд практических вопросов. Так, результаты определения плотностей нефтей широко применяются в нефтедобывающей промышленности. Достаточно отметить, что расчеты подземной гидравлики, исследование движения жидкости и газонефтяной смеси по стволу скважины, проектирование транспортных и сепарационных сооружений и многие другие задачи не могут быть выполнены без данных о плотности нефтей при различных давлениях и температурах.

Знание этого параметра позволяет приблизительно оценить качество нефтей. Такая оценка имеет большое значение в планировании добычи и переработки нефтей. Большое число теоретических работ, ставящих своей целью решение проблемных вопросов происхожде-

ния нефти и формирования ее залежей, основано на данных о плотности нефтей. Таким образом, вопросы, решению которых помогает знание плотности нефтей, весьма разнообразны и касаются состояния нефти при самых разных условиях.

Поэтому необходимо иметь возможность проводить исследования плотности нефтей в широком диапазоне давлений и температур.

С этой целью различными авторами разработано большое количество методик и соответствующих приборов, позволяющих определить плотность нефтей как при атмосферном, так и при повышенном давлении.

Следует отметить, что, в то время как методы измерения плотности жидкостей при атмосферном давлении хорошо разработаны [19, 20, 21], легко доступны и обеспечивают высокую точность, методики измерения плотности при повышенных давлениях и температурах весьма сложны и не отличаются универсальностью [21].

По сравнению с измерением плотности чистых жидкостей под давлением измерения плотности газонасыщенных (пластовых) нефтей представляют еще более сложную экспериментальную задачу.

К числу особенностей, присущих методике измерения плотности пластовых нефтей, следует отнести, во-первых, то, что диапазон измерения плотностей довольно широк. Так, плотность нефтей восточных районов может изменяться в пределах от $0,5 \cdot 10^3$ кг/м³ до $0,9 \cdot 10^3$ кг/м³. Второй особенностью пластовых нефтей, по сравнению с обычными жидкостями, является их большая газонасыщенность.

Вследствие этого в процессе эксперимента давление в плотнометре должно всегда оставаться выше давления насыщения, т. е. того давления, при котором начинается разгазирование нефти.

Прибор для определения плотности пластовых нефтей должен обладать сравнительно высокой чувствительностью и точностью. В противном случае решение ряда вопросов, например, исследование концентрационной зависимости плотности растворов газов в нефтях, невозможно.

В приборе должно осуществляться интенсивное перемешивание пробы, необходимое для приведения ее в однофазное состояние.

Методика измерений должна предусматривать возможность осуществления последовательного многократного перепуска жидкости под давлением для получения в приборе представительной пробы нефти.

Оптическая непрозрачность среды затрудняет применение тех методов, которые используют визуальные способы наблюдения за датчиком прибора, помещенным в исследуемую среду.

Различными авторами разработан ряд приборов для измерения плотности жидкостей под давлением.

Однако многие из них имеют промышленное значение [25] и по ряду причин не могут применяться для точных лабораторных исследований плотности пластовых нефтей в широком диапазоне давлений и температур. В частности, не представляются интересными те методы, которые обладают погрешностью измерений более 1%. К таким методам относятся, например, исследования с помощью вибрационных плотномеров, принцип действия которых основан на зависимости между параметрами упругих колебаний, сообщаемых сосуду (трубе) с исследуемым веществом или помещенному в них телу, с одной стороны, и плотностью вещества, с другой; гидравлических плотномеров, основанных на измерении давления столба жидкости; радиоактивные методы [22, 23], использующие зависимость поглощения радиоактивного излучения жидкостью от ее плотности.

Радиоизотопные плотномеры относятся к бесконтактным приборам (чувствительный элемент не вводится в измерительную среду), и их целесообразно применять для измерения плотности агрессивных и весьма вязких жидкостей, находящихся под высоким давлением или имеющих высокую температуру.

Важным достоинством радиоизотопных приборов является возможность контроля плотности вещества в труднодоступных местах.

Существенным недостатком этих приборов является зависимость показаний от физических свойств используемого вещества, что требует градуировки прибора для определенного вида веществ.

Погрешность измерений, по литературным данным, составляет ~2%.

Ультразвуковые методы получили широкое распространение как в промышленных, так и в лабораторных исследованиях плотности жидкостей [21, 24, 25].

Эти методы основаны на известном соотношении между скоростью ультразвука v и плотностью ρ :

$$v = \sqrt{\frac{1}{\rho\beta_{ad}}} . \quad (2.1)$$

Ультразвуковые методы имеют ряд достоинств, к числу которых относятся высокая чувствительность, безинерционность, бесконтактность измерений.

Однако для определения плотности пластовых нефтей, кроме данных о скорости ультразвука, нужны измерения адиабатической сжимаемости, β_{ad} . Это в значительной степени усложняет методику измерений плотности пластовых нефтей ультразвуковым методом.

Согласно классификации, проведенной Циклисом Д.С. [26], лабораторные методы измерения плотности жидкостей, в том числе и нефтей, при различных давлениях и температурах можно разбить на три группы:

- 1) методы с применением пьезометров постоянной емкости, содержащих различные количества жидкости (пикнометрический метод);
- 2) методы с применением пьезометров переменной емкости (поршневые пьезометры);
- 3) методы гидростатического взвешивания (поплавковые методы).

Рассмотрим эти методы более подробно.

1. *Методы с применением пьезометров постоянной емкости (пикнометрический метод).* Этот метод применяется как для измерения плотности поверхностных проб нефти, так и для определения плотности газонасыщенных пластовых нефтей при различных давлениях и температурах.

Пикнометр – это сосуд, который заполняется исследуемой жидкостью до определенной отметки; в процессе измерений ее объем остается постоянным.

Плотность жидкости определяется по формуле:

$$\rho = \frac{m}{V}. \quad (2.2)$$

Масса жидкости m вычисляется как разность массы заполненного жидкостью и сухого пикнометра. Объем пикнометра V находится предварительной калибровкой.

Процесс калибровки заключается в том, что пикнометр заполняется дистиллированной водой до той же метки и выдерживается при температуре 20 °С.

Поскольку плотность воды хорошо известна, определить ее объем, а следовательно, и объем пикнометра не представляет большого труда. Это делается по той же формуле (2.2), а масса воды находится так же, как и масса нефти – по разности заполненного водой и сухого пикнометра.

При точных измерениях формула (2.2) усложняется при введении поправки на выталкивающую силу воздуха. Необходимые расчетные формулы приводятся в литературе [21].

При работе с пластовыми нефтями возникают дополнительные методические трудности, вызываемые тем, что при снижении давления в системе ниже давления насыщения начинается разгазирование нефти. Поэтому проба пластовой нефти в процессе измерения ее плотности должна находиться под повышенным давлением.

Усложняются и условия опыта: измерения плотности должны быть проведены при различных давлениях и температурах.

Поэтому пикнометр для определения плотности пластовых нефтей изготавливается из металла, в связи с чем масса его становится весьма значительной.. Взвешивание такого пикнометра требует применения специальных аналитических весов.

Перед каждым взвешиванием прибор надо отсоединять от установки, а затем вновь подсоединять для выполнения дальнейших измерений в указанном диапазоне давлений и температур.

Повышение и снижение давления в пикнометре осуществляется подачей (или отбором) дополнительной порции нефти так, чтобы при этом объем нефти в пикнометре оставался постоянным.

Пикнометр постоянного объема был применен Кричевским И.Р. и Ефремовым Г.Д. [27] для изучения смесей азота с водородом и бензолом.

Для измерения плотности пластовых нефтей пикнометр использовался Мейнцером Г.П. в Уфимском научно-исследовательском институте [28], Барановым Ю.А. и др. [29].

В настоящее время пикнометр П-100 разработан и применяется в лаборатории исследования пластовых нефтей ОАО «Гипровосток-нефть» для определения плотности пластовых нефтей. Рабочее давление в приборе – до 100 МПа, температура – до 150 °С. Погрешность измерений, по оценке авторов, не превышает 0,25%.

2. *Методы с применением пьезометров переменной емкости (поршневые пьезометры).* Поршневой пьезометр представляет собой цилиндрический сосуд высокого давления из нержавеющей стали, в котором изменение объема исследуемой пробы жидкости осуществляется путем перемещения поршня.

В практике лабораторных исследований пластовых нефтей такие сосуды используются для получения целого комплекса данных о пластовой нефти путем определения зависимости «давление – объем» газонефтяных смесей при различных температурах (P , V , T – соотношения). По данным этих опытов можно определить не только плотность пластовых нефтей, но и ряд других не менее важных параметров: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, растворимость газа в нефти и др.

Подобного рода установки подробно описаны в литературе [30, 31]. Основной частью этих установок являются так называемые сосуды равновесия (поршневые пьезометры).

Согласно классификации Хазнаферова А.И. [30], сосуды равновесия можно разделить на два типа.

Тип I – сосуд высокого давления с разделительным поршнем, перемещающимся под действием гидравлического давления. Такие сосуды получили название бомб PVT.

Тип II – сосуд, в котором сосуд равновесия совмещен с измерительным прессом.

Сосуды первого и второго типов снабжены перемешивающим и термостатирующим устройствами.

В сосудах первого типа объем исследуемой системы обычно рассчитывают по делениям на штоке, жестко связанном с поршнем.

В сосудах второго типа объем измеряют по шкале измерительного пресса.

Точность измерения давления и объема в сосудах обоих типов практически одинакова, точность же измерения температуры выше в сосудах первого типа. При этом измерение температуры и давления в них проще, чем в сосудах-прессах.

При исследовании пластовых нефтей объем сосудов равновесия довольно значителен.

Оптимальный объем сосудов определяется из требований опытов по разгазированию пластовых нефтей.

Так, для проведения опытов по дифференциальному разгазированию пластовых нефтей достаточен объем 110 см^3 для сосудов I типа и 200 см^3 для сосудов II типа. При изучении контактного разгазирования пластовых нефтей необходим объем сосуда I типа не менее 600 см^3 .

В связи с этим экспериментальное изучение плотности нефтей в сосудах равновесия имеет особенности: если объем пластовой нефти, находящейся внутри сосуда PVT или измерительного пресса, можно измерить с достаточной степенью точности, то массу пластовой нефти путем взвешивания ее вместе с сосудом измерить затруднительно.

Поэтому массу нефти определяют косвенно.

Для этого из сосуда PVT при поддержании в последнем постоянного давления медленно вытесняют определенный объем пластовой нефти в предварительно взвешенный сепаратор. Скорость выпуска для легких нефтей, содержащих тяжелые растворенные газы, лимитируется туманообразованием: если в сепараторе образуется туман, то скорость вытеснения нефти снижают до прекращения его образования.

Для вязких нефтей скорость выпуска зависит от пенообразования: опыт ведут так, чтобы пена не покрывала газовый сепаратор. Для предотвращения или уменьшения пенообразования целесообразно

сепаратор подогревать, причем максимальная температура нагрева должна быть ниже температуры начала кипения нефти на 30-40 °С.

После прекращения выпуска пробы нефти из сосуда равновесия записывают отсчет по шкале сосуда PVT.

Разность отсчетов в начале и в конце выпуска пробы дает объем пластовой нефти при заданных давлении и температуре.

Поступившая в сепаратор проба пластовой нефти разгазируется при атмосферном давлении. Выделившийся газ поступает в газовую бюретку с рассолом. Его объем определяется по делениям, нанесенным на газовой бюретке. Затем газ сдается на анализ в газовую лабораторию, где определяют его компонентный состав.

Масса разгазированной нефти в сепараторе определяется взвешиванием на аналитических весах.

По составу газа определяется его молярная масса по формуле

$$M_{см} = N_1 M_1 + N_2 M_2 + \dots + N_n M_n, \quad (2.3)$$

где $M_{см}$ – молярная масса смеси газов;

M_1, M_2 и т. д. – молярные массы компонентов смеси;

N_1, N_2 и т. д. – молярные концентрации компонентов смеси.

Имея в виду, что молярная масса смеси численно равна массе одного моля газа при нормальных условиях и что объем одного моля газа составляет 22,412 м³, плотность газа γ рассчитывают по формуле

$$\gamma = \frac{M_{см}}{22,412} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Плотность пластовой нефти определяется по уравнению:

$$\rho_{пл.н.} = \frac{m_{ж} + V_{г} \gamma_{г}}{V_{пл.н.}}, \quad (2.4)$$

где $m_{ж}$ – масса разгазированной нефти;

$V_{пл.н.}$ – объем пластовой нефти, вытесненной из сосуда равновесия;

$V_{г}$ – объем газа;

$\gamma_{г}$ – плотность газа.

Оценка погрешности измерения описанного метода показывает, что относительная ошибка определения плотности составляет 1-1,5%.

При этом величина этой погрешности в основном определяется погрешностью измерения плотности газа и возрастает с увеличением объема растворенного в нефти газа. Поэтому значительно повысить точность такого метода весьма затруднительно.

Метод трудоемок, требует значительного количества пластовой нефти для выполнения полной программы исследований зависимости нефти от давления и температуры.

3. *Методы гидростатического взвешивания* основаны на известном законе Архимеда, согласно которому сила, действующая на погруженное в жидкость тело, равна весу жидкости в объеме, вытесненном телом.

При неизменном объеме погруженного тела величина этой силы зависит только от плотности жидкости и поэтому может служить ее мерой. На этом принципе основано несколько конструкций поплавковых приборов, предназначенных для замера плотности жидкостей.

В зависимости от особенностей конструкции поплавок поплавковые плотномеры могут быть разделены на две группы.

К первой группе можно отнести те приборы, в которых поплавки представляет собой единое тело, чье вертикальное перемещение либо силы, действующие на него в этом направлении, измеряются.

Поплавки подвешиваются на чувствительной пружине [32, 33, 34]. Величина выталкивающей силы, действующей на поплавки, изменяется с изменением плотности жидкости. В результате усилие, действующее на пружинную подвеску, будет различно для жидкостей с разной плотностью. Как следствие этого, поплавки занимают различное положение по вертикали. Положение поплавка может определяться различными методами: оптическим [34], индуктивным [32, 33], электромагнитным [29, 35], фотоэлектрическим [36].

В ряде случаев величину выталкивающей силы, действующей на поплавки, можно измерить непосредственно, например, взвешиванием поплавка на аналитических весах с помощью электромагнита [37, 38] или по изменению сопротивления константанового подвеса, происходящему вследствие изменения его натяжения [39].

Методы плавающего поплавка отличаются простотой конструкции, высокой чувствительностью и точностью измерений. Однако в ряде случаев, например, при применении чувствительной пружинной подвески, достигается высокая степень точности, но значительно сужаются пределы измерения плотности.

Кроме того, при измерении плотности жидкостей при различных температурах надо учитывать изменение жесткости пружины с температурой, а также тепловое расширение пружины. Практически эту зависимость устанавливают экспериментально и строят градуированную кривую $L_0=f(t)$, где L_0 – вызванное нагревом смещение начального положения пружины.

К первой группе поплавковых методов измерения плотности можно отнести температурно-поплавковый метод, получивший название флотационного [34].

Метод основан на определении разности флотационных температур поплавка в исследуемой жидкости и в воде.

Флотационная температура – это температура, при которой плотность поплавка равна плотности жидкости. Если температура становится несколько выше флотационной, поплавок начинает тонуть, при понижении температуры – всплывает. Следовательно, задача состоит в том, чтобы найти температуру, при которой скорость перемещения поплавка равна нулю.

Процесс измерения флотационной температуры обычно следующий. Измеряют скорость поплавка 4-5 раз при температурах, близких к флотационной, и строят график в координатах $t-v$. Точка пересечения кривой $t(v)$ с осью t дает значение флотационной температуры. При такой методике значительное время затрачивается на одно измерение.

Применение микронагревателя, позволяющего изменять температуру на 0,001-0,003 °С в течение 1 минуты, дает возможность определять флотационную температуру непосредственно по термометру без измерений скорости движения поплавка. В этом случае значительно сокращается время и упрощается методика измерений.

Однако метод остается очень сложным, так как требует применения сменных поплавков и строгого термостатирования прибора,

дающего возможность в течение 20-30 минут поддерживать температуру постоянной с точностью порядка 0,001 °С.

Ко второй группе поплавковых плотномеров можно отнести приборы, в которых использована связь вращающего момента, действующего на поплавок в жидкости, с величиной плотности жидкости.

Регистрация величины вращающего момента может осуществляться двояко:

- 1) уравниванием поплавка в жидкости при помощи дополнительных грузов [40, 41];
- 2) измерением угла поворота поплавка, при котором достигается его равновесие в исследуемой жидкости [42, 43, 44].

Приборы первой группы по существу являются гидростатическими весами. Гидростатические весы для измерения плотности жидкости при высоком давлении [40, 41] содержат равноплечее коромысло, нагруженное на одном конце стальным шаром, а на другом – дюралюминиевым цилиндром. Шар и цилиндр могут перемещаться вдоль коромысла. В цилиндре выполнено углубление (карман), в которое помещают дополнительные грузы для уравнивания весов при измерении плотности.

Весы устанавливают в цилиндрическом канале диаметром 25 мм толстостенного стального цилиндра. Используемая жидкость поступает в канал цилиндра под давлением. На цилиндр надет змеевик для подогревания жидкости, который соединен с водяным термостатом, автоматически поддерживающим в канале цилиндра требуемую температуру.

Принцип действия прибора состоит в следующем. Коромысло весов, помещенных в исследуемую жидкость, находится в равновесии при абсолютном давлении и заданной температуре. При повышении давления в приборе равновесие весов нарушается, так как из-за увеличения плотности жидкости изменяется соотношение выталкивающих сил, действующих на шар и цилиндр коромысла.

Для восстановления равновесия коромысла цилиндр нагружают дополнительным грузом, масса которого и является мерой плотности жидкости под давлением. В качестве грузов используют металличе-

ские шарики, которые вводят в карман цилиндра через отверстие при помощи вентиля или специального электромагнитного механизма.

Для визуального наблюдения за положением коромысла в корпусе прибора предусмотрены два диаметрально противоположных смотровых окна, между которыми располагаются указатели равновесия коромысла. Через одно окно производится освещение указателей, через другое – наблюдение за ними при помощи оптического устройства. Смотровые окна снабжены соответствующим уплотнением.

В другом аналогичном приборе положение равновесия коромысла определялось с помощью электронного индикатора, к которому подключены две катушки индуктивности; сердечниками служат стержни, закрепленные снизу коромысла. Прибор обладает высокой чувствительностью и точностью.

Однако применение его для измерения плотности пластовых нефтей затруднительно. Во-первых, нефть является малопрозрачной средой, и поэтому оптический метод наблюдения непригоден. Во-вторых, в пластовых нефтях нельзя сбрасывать давление до атмосферного.

Исключив эти и некоторые другие трудности (например, необходимость перемешивания пробы пластовой нефти), можно использовать прибор для исследования пластовых нефтей.

Поплавковый прибор, основанный на измерении угла равновесия поплавка в жидкости, был сконструирован в Московском конструкторском бюро автоматики и телемеханики И.Г. Турманиным [44] и испытан в институтах ВНИИГаз и «Гипровостокнефть». На рис. 2.1 приведен общий вид этого плотномера. Основной частью прибора является поплавок, выполненный из двух жестко связанных между собой механических цилиндров различного объема и разной плотности – груза 1 и противовеса 2. Между ними установлен пружинный шарнир 3, играющий роль подвески. Поплавок помещен в цилиндр с исследуемой жидкостью, связь поплавка с цилиндром осуществляется пружинным шарниром.

Шарнир состоит из двух плоских пружин, пересекающихся под прямым углом, и двух держателей. Один держатель жестко связан с поплавком, другой – с цилиндром плотномера. Точка пересечения плоских пружин является осью вращения системы, которая смещена относительно

линии, проходящей через центры тяжести груза и противовеса на некоторое расстояние «С». В результате такого смещения оси вращения поплавок относительно его центральной оси соотношение вращающих моментов изменяется с изменением угла наклона поплавка относительно вертикали.

При некотором угле поворота поплавок равнодействующая обоих моментов становится равной нулю – наступает равновесие поплавок.

Угол равновесия различен в жидкостях с различными плотностями. Эта зависимость и положена в основу работы рассматриваемого плотномера.

На рис. 2.2 приведена кинематическая схема поплавок.

Уравнение равновесия поплавок имеет вид:

$$F_{\text{тяж}} \cdot x_1 - F_A \cdot x_2 = 0, \quad (2.5)$$

где $F_{\text{тяж}}$ – равнодействующая сил тяжести,

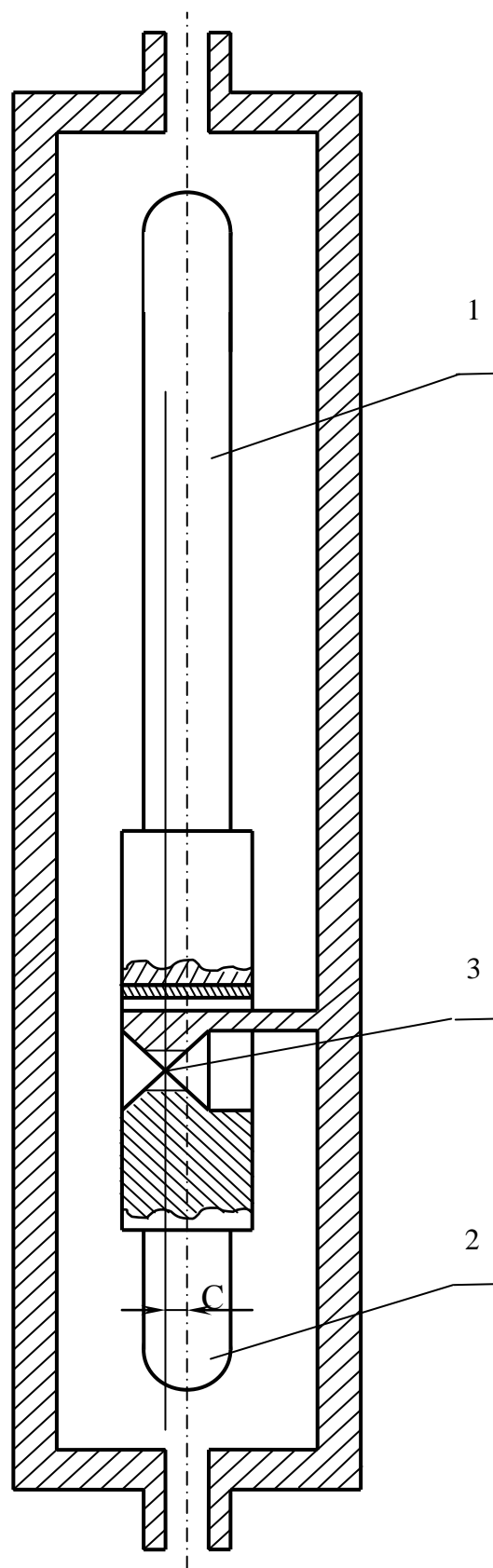
F_A – равнодействующая сил Архимеда, действующих на груз и противовес.

Как видно из рис. 2.2, плечи сил x_1 и x_2 соответственно равны:

$$\begin{aligned} x_1 &= a \sin \alpha + c \cos \alpha; \\ x_2 &= b \sin \alpha + c \cos \alpha, \end{aligned} \quad (2.6)$$

где α – угол поворота поплавок, отсчитываемый от вертикали,

c – смещение оси вращения поплавок (точка 0) относительно центральной его оси,



Р и с. 2.1. Схема плотномера, основанного на измерении угла равновесия поплавок в жидкости

a – расстояние от точки приложения силы тяжести до перпендикуляра, опущенного из центра вращения O на поплавок,

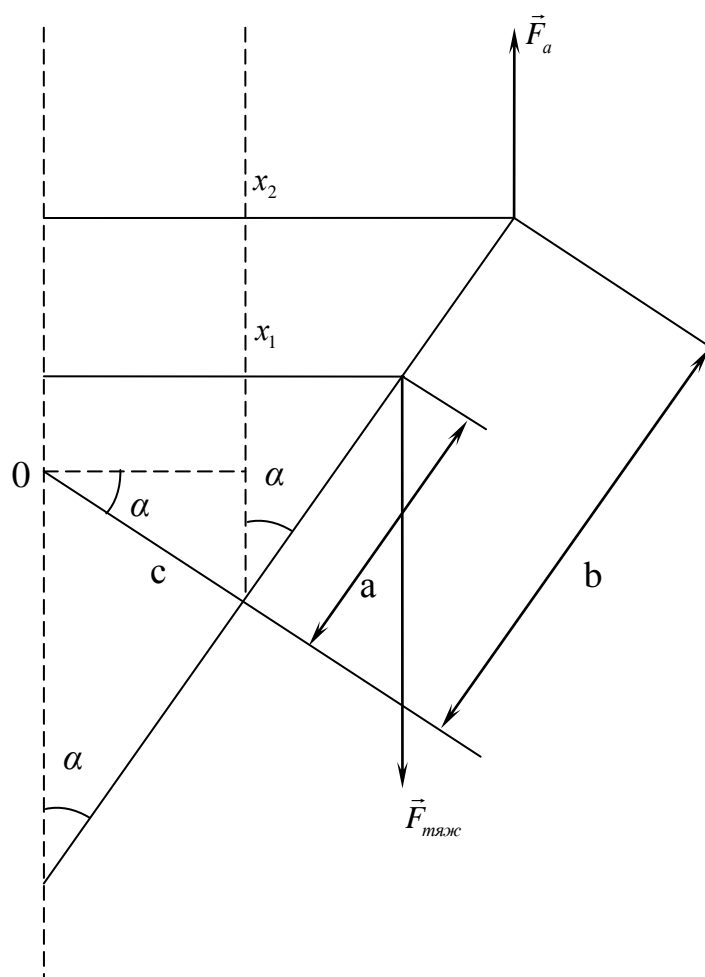
b – расстояние от указанного перпендикуляра до точки приложения выталкивающей силы.

С учетом выражения (2.6) уравнение равновесия поплавок примет вид:

$$\rho(b \sin \alpha + c \cos \alpha) = \rho_0(a \sin \alpha + c \cos \alpha), \quad (2.7)$$

где ρ – плотность жидкости,

ρ_0 – средняя плотность поплавок.



Р и с. 2.2. Кинематическая схема поплавок плотномера ЛП-2

Из уравнения (2.7) следует, что плотность жидкости функционально связана с углом равновесия поплавок в жидкости α .

Пользуясь уравнением равновесия поплавок, можно найти цену деления

$$\frac{d\rho}{d\alpha} = \frac{(b-a)\rho_0 c}{(b \sin \alpha + c \cos \alpha)^2} \quad (2.8)$$

и чувствительность прибора.

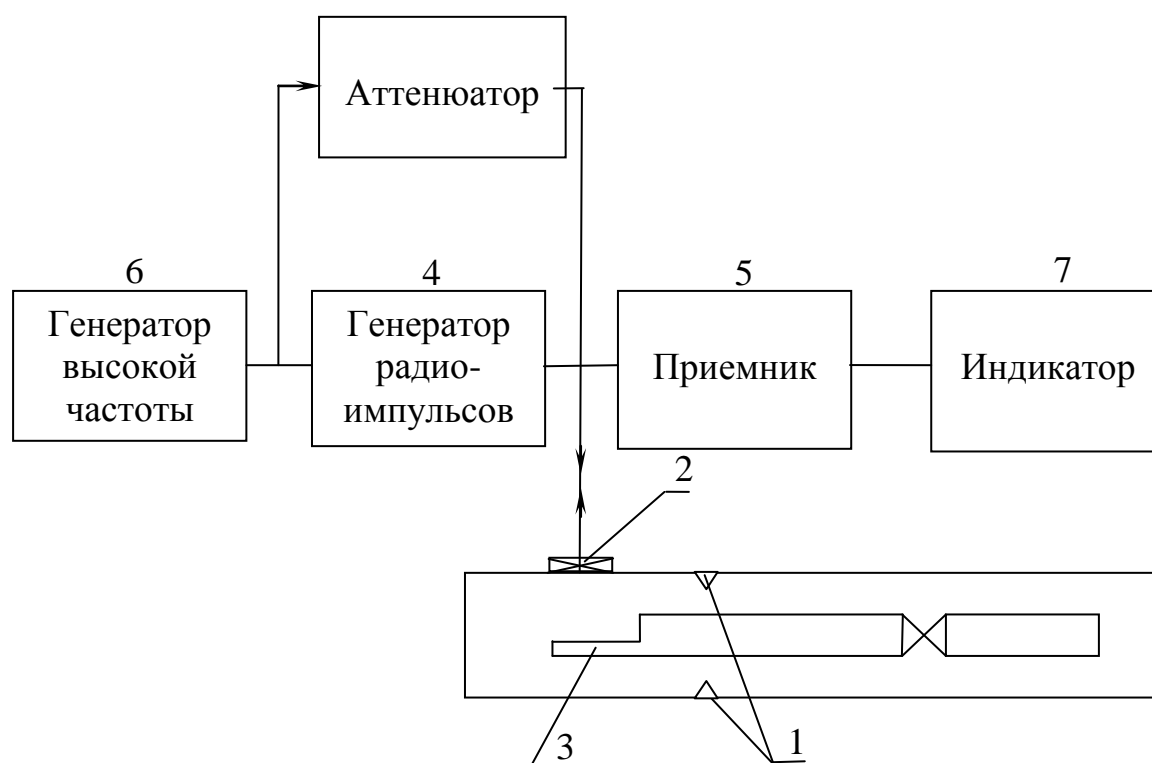
Проведенные расчеты показали, что прибор обладает высокой чувствительностью в достаточно широком диапазоне измеряемых плотностей.

Подвеска поплавка сконструирована таким образом, что ее перемещение обеспечивает смещение центра тяжести поплавка и тем самым настройку на нужный диапазон плотностей.

Сокращая диапазон измеряемых плотностей и перемещая их в более чувствительную область шкалы, можно добиться еще большей чувствительности прибора.

Одним из важных условий обеспечения высокой чувствительности и точности прибора является достаточная точность метода фиксации положения поплавка.

В институте «Гипровостокнефть» был применен ультразвуковой метод фиксации поплавка. Сущность его заключается в следующем. На ультразвуковой датчик 2, жестко скрепленный с цилиндром, подаются колебания, вырабатываемые генератором высокой частоты 6 (рис. 2.3). Амплитуда этих колебаний регулируется аттенюатором 8. Частота этих колебаний близка к собственной частоте кварцевой пластинки датчика.



Р и с. 2.3. Блок-схема плотномера с ультразвуковым методом фиксации положения поплавка

Генератор радиоимпульсов 4 производит 100%-ную импульсную модуляцию незатухающих колебаний и усиливает мощность полученных радиоимпульсов. Радиоимпульсы преобразуются кварцем в акустические импульсы, которые после прохождения жидкой среды отражаются от рефлектора 3, связанного с поплавком, и поступают на ультразвуковой датчик. Электрические сигналы с датчика, образующиеся в результате интерференции отраженных радиоимпульсов и «опорного» напряжения, усиливаются приемником и поступают на индикатор. В качестве индикатора может быть использован любой осциллограф. В том случае, если угол поворота цилиндра и угол равновесия поплавка не совпадают, поплавок в результате действия вращающего момента прижимается к одной из опор 1. В этом случае интерференционная картина, наблюдаемая на экране, неподвижна.

Вращением цилиндра вокруг горизонтальной оси находят такое его положение, при котором поплавок отойдет от опоры. При этом расстояние между кварцем и рефлектором изменяется, вместе с чем изменяется фаза отраженных импульсов относительно фазы непре-

рывных колебаний, и на экране осциллографа величина импульса резко изменяется. Изменения в расположении и величине импульсов будут наблюдаться до тех пор, пока продолжающимся вращением цилиндра поплавков не будет прижат к противоположной опоре.

Среднее из показаний по шкале прибора, соответствующих отрыву и прилипанию поплавка, принимается за положение равновесия поплавка в данной жидкости.

Чем выше порядок отраженного импульса, тем резче изменяется его амплитуда.

При длине волны ультразвука 0,15 мм и расстоянии от рефлектора до оси вращения поплавка 180 мм поворот поплавка на угол, равный $11''$, вызовет изменение четвертого отраженного импульса от максимума до минимума. Таким образом, смещение (отрыв) поплавка может уверенно фиксироваться с точностью до 5-6''.

Точность прибора при указанной точности фиксации поплавка составит $\sim 5 \cdot 10^{-4}$ г/см³ [45].

Глава 3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Давление насыщения – это давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти появляются первые признаки свободного газа.

Давление насыщения является важнейшей характеристикой пластовой нефти, в значительной степени определяющей характер разработки нефтяных залежей.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного в ней газа, от их состава и температуры.

С увеличением в составе газа плохо растворимых в нефти компонентов давление насыщения увеличивается. Особенно высоким давлением насыщения обладают нефти, в которых растворено значительное количество азота.

Давление насыщения определяется в лаборатории по пробам нефти, отобраным с забоя скважины. Опыты обычно проводятся в отсутствии пористой среды.

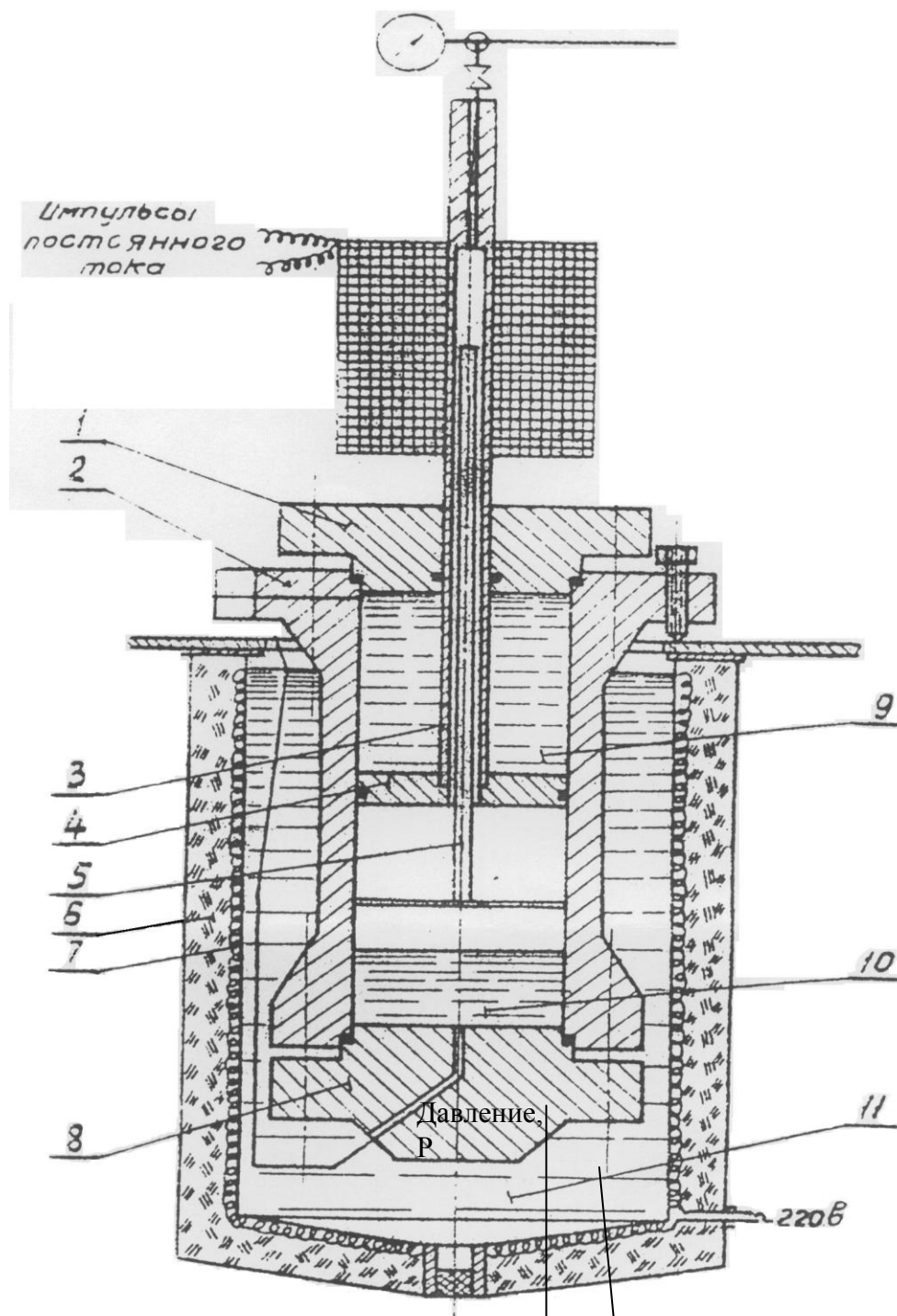
Существует несколько способов определения этого очень важного параметра. Наиболее старый, еще широко применяющийся и в настоящее время, способ основан на зависимости между давлением и объемом пластовой нефти [31]. Опыт проводится путем расширения пробы нефти, находящейся в полости сосуда равновесия, принципиальная схема которого приведена на рис. 3.1.

Рабочая камера сосуда представляет собой полый цилиндр 2 с крышками 1 и 8. Внутри цилиндра перемещается поршень 4 с полым штоком 3. Поршень отделяет исследуемую жидкость 10 от рабочей 9. Перемешивание исследуемой жидкости производится мешалкой 5.

Рабочая камера помещается в термостат 6, заполненный дистиллированной водой 11, имеющий нагревательные элементы 7. Заданная температура регулируется электронным терморегулятором, датчиком которого является термосопротивление, помещенное в термостат. Температура исследуемой жидкости контролируется с помощью термосопротивления, вмонтированного в стенку цилиндра.

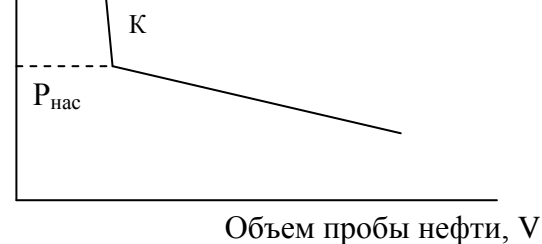
Давление в камере создается путем закачки рабочей жидкости (глицерина) в верхнюю часть цилиндра и контролируется манометрами.

Методика определения давления насыщения пластовых нефтей заключается в следующем. При заданной температуре давление в сосуде снижают ступеньками до выделения некоторого количества газа из нефти. С момента начала выделения газа темп падения давления замедляется.



Р и с. 3.1. Принципиальная схема
рабочей камеры прибора
для изучения зависимости «дав-
ление – объем» газонефтяных
систем

Давление насыщения
определяют по графику за-
висимости приращения объ-



Р и с. 3.2. Схематический график
зависимости изменения объема
пластовой нефти от изменения
давления

ема системы от давления (рис. 3.2).

Началу выделения газа из нефти соответствует точка К перелома кривой.

Анализ ошибок определения давления насыщения объемным методом, обусловленных погрешностями измерений объемов исследуемых газожидкостных систем, показал, что ошибки эти растут с уменьшением растворимости газа в жидкости, но в целом они очень малы. Сосуды равновесия объемом 200 см^3 позволяют определить давление насыщения объемным методом даже при малой растворимости газа в пластовых флюидах. Тем не менее объемный метод не дает удовлетворительных результатов для легких пластовых нефтей, содержащих большое количество растворенного газа (выше $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$) при высоких пластовых температурах (выше 150°C). В подобных случаях на p_v -изотерме отсутствует характерная точка перелома ветвей однофазного и двухфазного состояния.

В настоящее время описанный объемный метод определения $P_{\text{нас}}$ вытесняют более удобные и более точные ультразвуковой и оптический методы.

Один из первых приборов, в котором были объединены оба этих метода, был спроектирован в институте «Гипровостокнефть» [46] в 1962 г.

В этом же институте в 1971 г. был создан ультразвуковой прибор ДН-700 для определения $P_{\text{нас}}$ [47]. Два опытных образца этого прибора были приняты ведомственной комиссией МНП СССР, рекомендовавшей прибор к серийному выпуску.

В 1981 г. Б.В. Ульянинским [48] был разработан визуальный метод изучения фазовых переходов в газожидкостных системах с помощью микроскопа. Им была создана специальная камера высокого давления со смотровыми стеклами. Прибор был рассчитан на рабочее давление 30 МПа и температуру до 80°C и позволял визуально определять давление начала образования газовой фазы и температуру образования твердой фазы (температуру начала кристаллизации парафина). Для приведения системы в состояние термодинамического равновесия прибор был снабжен специальной магнитной мешалкой.

Позже в «СевКавНИПИнефть» В.Ф. Кондратьев и Л.С. Камкина [49] усовершенствовали прибор Б.В. Ульянинского, расширив его рабочие параметры до 100 МПа и 100 °С, что позволило использовать его для определения давления насыщения пластовых нефтей в тех случаях, когда объемный метод оказывался непригодным.

В дальнейшем работа по созданию приборов для определения $P_{\text{нас}}$ нефтей велась в различных научно-исследовательских организациях.

Так, в институте «Гипровостокнефть» продолжалась работа по усовершенствованию прибора ДН-700.

В настоящее время в ОАО «Гипровостокнефть» разработаны и применяются два типа приборов:

1) оптический индикатор фазовых переходов ВДН-60М для определения давления насыщения газом и давления конденсации газа (измерения могут проводиться в диапазоне давлений до 60 МПа и температуре до 150 °С);

2) ультразвуковой индикатор давления насыщения (диапазон давлений – до 40 МПа, диапазон температур – до 150°С).

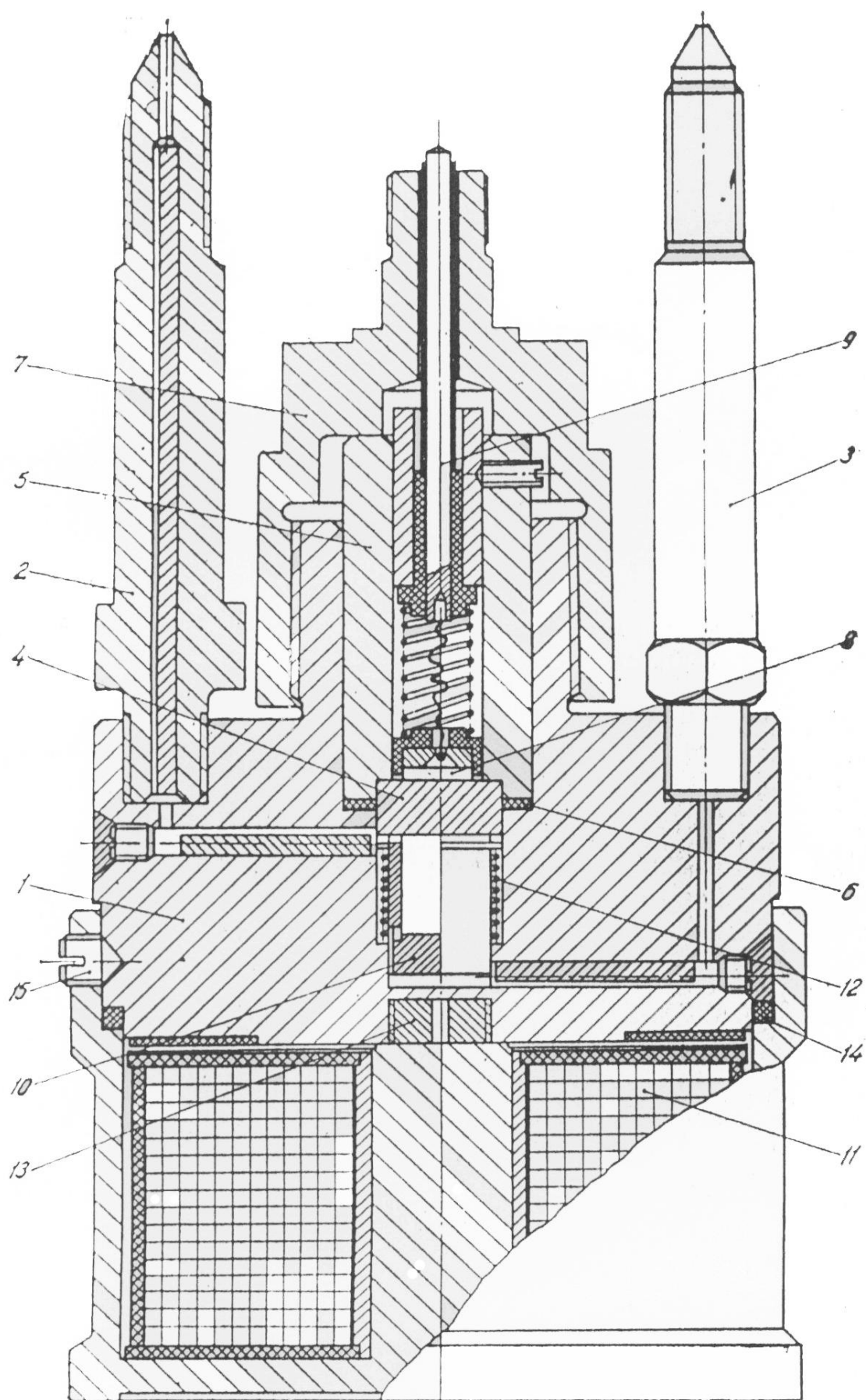
Подобного рода приборы могут иметь различные конструктивные особенности. Однако принцип работы остается тем же: прибор определяет фазовое состояние среды (однофазное или двухфазное) и позволяет фиксировать моменты появления пузырьков газа или капелек конденсата визуально или с помощью ультразвука.

Основными узлами такого рода приборов являются:

- 1) рабочая камера, представляющая собой сосуд высокого давления с пьезодатчиком или смотровыми окнами;
- 2) система изменения давления, включающая в себя микропресс с ручным или электроприводом;
- 3) система измерения давления, содержащая электроконтактный манометр и (или) образцовые манометры;
- 4) термостатирующее устройство;
- 5) оптическая и (или) акустическая часть;
- 6) электрический блок, включающий в себя генератор импульсов, приемник, индикатор.

На рис. 3.3 изображена принципиальная схема устройства рабочей камеры прибора для определения давления насыщения ультразвуковым методом. Она представляет собой сосуд цилиндрической формы, вмонтированный в корпус 1, который изготовлен из нержавеющей стали. Верхняя и нижняя точки камеры соединяются с гидравлической схемой прибора посредством двух штуцеров 2, 3. Крышкой камеры служит заглушка 4 с плоскопараллельными торцами, запрессованная во втулку 5. На верхнем торце крышки 4 расположен пьезодатчик 8, включаемый в электрическую схему прибора посредством разъема 9. Внутри камеры имеется стакан 10 из магнитной стали, совмещающий функции отражателя ультразвука и мешалки. Стакан может колебаться вдоль оси камеры под действием электромагнита 11 и возвратной пружины 12. Для усиления эффективности электромагнита в дно камеры ввернут вкладыш 13 из магнитной стали. Резиновое кольцо 14, обжимаемое с помощью трех винтов 15, защищает катушку электромагнита от попадания термостатирующей жидкости.

Акустическая часть рабочей камеры функционирует следующим образом. Короткие электрические импульсы возбуждают в пьезодатчике 8 механические колебания ультразвуковой частоты. Эти колебания излучаются через крышку 4 в исследуемую среду. В случае однофазного состояния исследуемой среды колебания распространяются до отражателя 10 и возвращаются обратно. Попадая вновь на пьезодатчик, отраженные ультразвуковые колебания преобразуются им в электрические. Если же исследуемая среда находится в двухфазном состоянии, «отраженные» электрические колебания на пьезодатчике отсутствуют.



Р и с. 3.3. Принципиальная схема устройства рабочей камеры прибора для определения давления насыщения ультразвуковым методом

В том случае, если применяется визуальный метод определения давления насыщения, в рабочей камере сверху и снизу имеются два смотровых окна, закрытых стеклами. Одно стекло приклеено к корпусу, другое к подвижному тубусу. Расстояние между стеклами можно изменять, вращая тубус.

Оптическая часть прибора состоит из микроскопа с фотоприставкой, предназначенного для визуального наблюдения и фотографирования пузырьков в жидкости.

В принципе, прибор позволяет изучать возникновение и растворение пузырьков газа в жидкости одновременно двумя методами: визуально и с помощью ультразвука.

Показания электрической части прибора могут быть сдублированы и конкретизированы с помощью оптической части этого же прибора. Прибор может работать в полуавтоматическом режиме.

В этом случае методика измерений заключается в следующем. При нажатии кнопки «Пуск» включается перемешивание исследуемой среды в рабочей камере, а давление начинает медленно снижаться. В момент перехода исследуемой среды из однофазного состояния в двухфазное прекращается перемешивание и снижение давления. Одновременно включается сигнал (звуковой, световой и др.). По этому сигналу регистрируется давление насыщения по образцовому манометру. Затем сигнал отключается, снова включается перемешивание в рабочей камере, и давление начинает повышаться. Через несколько секунд, после того как исследуемая среда в рабочей камере перейдет из двухфазного состояния в однофазное, прекращается перемешивание и повышается давление. На этом измерительный цикл заканчивается, прибор готов к следующему измерению.

Термостатирование камеры может производиться от внешнего термостата. Термостатирующая жидкость циркулирует по кольцевым пазам, проточенным в теле камеры. В некоторых типах приборов предусмотрено сухое термостатирование.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 33-2000. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
2. Рыбак, Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 888 стр.
3. Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти. – М., 2004.
4. Жданов, М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 453 стр.
5. Беляев, В.В. Физические методы измерения коэффициентов вязкости нематических жидких кристаллов. Успехи физических наук. – 2001. – 3(171). – С. 267-298.
6. Гиматудинов, М.К., Ширковский, А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Альянс, 2005. – 311 стр.
7. Мархасин, И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 214 стр.
8. Фукс, Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов. – М., 1959.
9. Тарг, С.М. Основные задачи теории ламинарных течений. – М., 1951.
10. Девликамов, В.В., Хабибуллин, З.А., Кабиров, Н.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975.
11. Фукс, Г.И. О течении жидкостей в узких зазорах между сближающимися плоскими телами / Г.И. Фукс // Доклады АН СССР. – 1957. – Т. 113. – №3. – С. 635-638.
12. Карасев, В.В. Измерения граничной вязкости по кинетике утолщения смачивающих пленок жидкостей в процессе сдувания / В.В. Карасев, Б.В. Дерягин // Журнал физической химии. – Т. 33. – Вып. 1. – 1959. – С. 100-106.
13. Базаров, Д.В. Исследование сдвиговой упругости жидкостей в объеме и граничных слоях / Д.В. Базаров, Б.В. Дерягин, А.В. Булгадаев // Исследования в области поверхностных сил. – М.: Наука, 1967. – С. 43-52.
14. Бейбутова, А.А. Некоторые пути регулирования неньютоновскими системами технологических показаний нефтедобычи: автореф. дис. ... канд. техн. наук / А.А. Бейбутова. – Баку, 1974.
15. Нерпин, С.В. Исследование механических свойств тонких слоев жидкости в концентрированных эмульсиях методом фильтрации / С.В. Нерпин, Н.В. Бондаренко // Доклады АН СССР. – 1957. – Т. 114. – №4. – С. 833-836.
16. Табидзе, А.А., Кошкин, Н.И. Деп. ВИНТИ. Ультразвуковой метод измерения вязкости. – №2081-В88 (1988), с. 1.
17. Богданов, В.Г. Термореологические свойства растворов нефтеполимерных смол / В.Г. Богданов, С.И. Приходько, З.Т. Дмитриева // Химия и химическая технология. – Т. 46. – Вып. 5. – 2003. – С. 112-114.
18. Желтов, Ю.В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – 1997.
19. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

20. ГОСТ Р 51069-97. Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API.
21. Кивилис, С.С. Плотномеры. – М.: Энергия, 1980.
22. Иордан, Г.Г. Измерение плотности жидкостей с помощью гамма-излучений / Г.Г. Иордан, К.С. Фурман // Машиностроение и приборостроение. – М.: АН СССР, 1953. – С. 153-158.
23. Гарт, Г. Радиоизотопное измерение плотности жидкостей и бинарных систем. – М.: Атомиздат, 1975.
24. Чахлов, В.П. Ультразвуковой контроль плотности нефтепродуктов / В.П. Чахлов, А.И. Чепрасов, Н.В. Шаверин // Измерительная техника. – №10. – 2002. – С. 34.
25. Кивилис, С.С. Направления развития промышленных плотномеров / С.С. Кивилис // Приборы и системы управления. – №12. – 1975. – С. 14-18.
26. Циклис, Д.С. Техника физико-химических исследований при высоких и сверхвысоких давлениях. – М.: Химия, 1965.
27. Кричевский, И.Р. Фазовые и объемные соотношения в системах «жидкость – газ» при высоких давлениях / И.Р. Кричевский, Г.Д. Ефремова // ЖФХ. – Т. XXII. – Вып. 9. – 1948.
28. А. с. 142798,25. Х – 1961. Прибор для определения плотности жидкости под давлением / Г.П. Мейнцер, И.Л. Мархасин, И.А. Фахреев.
29. Баранов, Ю.А. Определение плотности пластовых нефтей и газов пикнометрами высокого давления / Ю.А. Баранов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений Пермской области: труды ВНИГНИ. – Вып. 45. – М.: Недра, 1964.
30. Хазнаферов, А.И. Исследование пластовых нефтей. – М.: Недра, 1987. – 113 с.
31. Гиматудинов, Ш.К., Ширковский, А.И. Физика нефтяного пласта. – М.: Альянс, 2005.
32. Вотлохин, Б.З. Автоматическое измерение плотности протекающей жидкости / Б.З. Вотлохин // Заводская лаборатория. – №9. – 1959.
33. Вотлохин, Б.З. Дистанционный регистрирующий плотномер с автоматической температурной компенсацией / Б.З. Вотлохин // Новости нефтяной техники. Нефтепереработка. – №9. – ЦНИИТнефть. – 1957.
34. Карпачева, С.М. Упрощенный флотационный метод измерения плотности жидкостей (метод подвеса поплавка) / С.М. Карпачева // Аналитическая химия. Т. XII. – Вып. 2. – С. 240. – 1987.
35. Пат. шведский 139105.10.12–53. Прибор для измерения подъемной силы погруженного поплавка, например, с целью измерения плотности / Грот, Хельстен.
36. Пат. США 2760375.28.08-56. Прибор для измерения и регулирования плотности / Р.М. Батлер, А.С. Плус.
37. Голубев, И.Ф. Определение удельного веса жидкостей и газов при высоких давлениях методом гидростатического взвешивания / И.Ф. Голубев // Тр. ГОСНИИ проектного института газовой промышленности (ГИАП). – Гос-техиздат, 1957.

38. Бимс и Кларк. Весы с магнитным подвесом для определения плотности и парциальных удельных объемов / Бимс и Кларк // Приборы для научных исследований. – №7. – 1962.
39. Павлович, Б.В. Экспериментальное исследование зависимости PVT газообразного и жидкого метана / Б.В. Павлович, Д.А. Тимрот // Теплоэнергетика. – №4. – 1959.
40. Разумихин, В.Н. Гидростатический метод измерения плотности жидкости при высоких давлениях: дис. ... канд. техн. наук. – Всесоюзный институт метрологии. – М., 1953.
41. Борзунов, В.А. Установка для измерения плотности жидкостей гидростатическим методом при давлениях до 10000 атм. / В.А. Борзунов, В.Н. Разумихин В.Н. // Тр. ин-ов Гос. ком. стандартов, мер и измерит. приборов СССР. – Вып. 75. – 1964. – С. 134-142.
42. Адамов, Г.А. Измерение плотности и удельного веса суспензий, кипящих слоев жидкостей и газов в восходящем потоке / Г.А. Адамов // Измерительная техника. – №4. – 1958.
43. Пат. 65851, класс 41 1 I/02. Прибор для определения плотности жидкостей и газов / Альтерзон Г.С.
44. Турманин И.Г. Прибор ЛП-2 для определения плотности пластовых жидкостей / И.Г. Турманин, Я.Д. Савина // Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело. – №7. – 1957.
45. Каптель, О.И. Описание изобретения к авторскому свидетельству №147019. Класс 42 1 I / О.И. Каптель, Э.К. Лихушин, Г.В. Черченко // Бюллетень изобретений. – №9. – 1962.
46. Черченко, Г.В. Определение физико-химических свойств пластовых нефтей. – Институт «Гипровостокнефть». Отчет по теме №2. – 1962.
47. Панафидин, В.В. Прибор для определения давления насыщения газожидкостных смесей / В.В. Панафидин, Б.Н. Райхман // Труды ин-та «Гипровостокнефть». Нефтепромысловое дело. – Вып. XXII. – 1974. – С. 102-109.
48. Ульянинский, Б.В. Устройство для исследования фазовых состояний газожидкостных смесей. Авторское свидетельство №794430 / Б.В. Ульянинский // Бюллетень изобретений. – №1. – 1981.
49. Кондратьев, В.Ф., Камкина, Л.С. Пластовые нефти и газы мезозойских отложений терско-сунженской нефтегазоносной провинции. – Грозный: Чечено-Ингуш. кн. изд-во, 1981.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Методы измерения вязкости нефтей	6
1.1. Природа сил внутреннего трения. Динамическая и кинематическая вязкость. Единицы измерения.....	6
1.2. Методы измерения вязкости	11
1.3. Вязкость неньютоновских нефтей и методы ее измерения	25
Глава 2. Методы измерения плотности пластовых нефтей	31
Глава 3. Методы измерения давления насыщения пластовых нефтей	47
Библиографический список.....	55

Учебное издание

**Экспериментальные методы измерения
физических свойств пластовых нефтей**

ФЕДОСОВА Оксана Ивановна

Редактор *Г.В. Загребина*
Верстка *Е.Э. Парсаданян*
Выпускающий редактор *Н.В. Беганова*

Подписано в печать 13.08.08.
Формат 60х84 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Усл. п. л. 3,49. Уч.-изд. л. 3,23.
Тираж 50 экз. Рег. № 383.

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, главный корпус

Отпечатано в типографии
Самарского государственного технического университета
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244,
корпус №8