

УДК 622.692.482

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НЕФТЕЙ

Брот Р.А., Кутуков С.Е.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

Широкое использование автоматизированного управления в магистральном транспорте нефти требует более детального описания гидродинамических процессов, происходящих в трубопроводе в различных режимах его эксплуатации. На основе модели реального времени строятся системы обнаружения утечек и управления трубопроводными сетями различного назначения. Совершенствование технологических моделей участка рельефного нефтепровода приводит к необходимости фрагментировать линейную часть, так как при одних и тех же параметрах в зависимости от уклона местности могут в разных участках существовать различные режимы течения: расслоенный, напорный с большим количеством окклюдированного или растворенного газа, эмульсионный и пр. На участках, где случаются условия для течения нефти совместно с окклюдированным и/или растворенным газом целесообразно применять модели, разработанные для перекачки газонасыщенной нефти. Ключевым вопросом в таких моделях является оценка реофизических свойств среды.

Исследование режимов при перекачке газонасыщенных нефтей невозможно без определения их основных физических параметров: плотности, вязкости, модуля объемной упругости, количества свободного и растворенного газа в нефти и др. Эти параметры могут быть определены двумя способами экспериментальным и расчетным.

При экспериментальном изучении свойств газонасыщенных нефтей к приборам и методике исследований предъявляются более жесткие требования. Приборы должны быть герметизированы и выдерживать высокие давления. Методика исследований должна исключать возможность попадания и образования свободного газа, который может появиться в результате разгазирования нефти при отборе пробы.

Способы экспериментального и расчетного определения свойств газонасыщенных нефтей должны соответствовать требованиям отраслевого стандарта "Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований, форма представления результатов (ОСТ 39-112-80), отраслевой "Инструкции по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр" (РД-39-1-353-8-80) "Методика расчета основных физических параметров газонасыщенных нефтей. (РД 39-35-1092-84).

Рассмотрим некоторые из способов определения основных физических параметров газонасыщенных нефтей.

### Определение плотности.

Экспериментально плотность газонасыщенной нефти может быть определена широко используемым в нефтепромысловой практике весовым способом. Стандартный пробоотборник, предварительно заполненный соленой водой, подсоединяется к системе с газонасыщенной нефтью, которая при постоянном давлении вытесняет соленую воду. После вытеснения соленой воды пробоотборник перекрывается вентилями с двух сторон и термостатируется при температуре определения плотности в течении двух—четырёх часов, а потом взвешивается на аналитических весах. Вычитая массу пустого пробоотборника, находят массу газонасыщенной нефти в его объеме. Для увеличения точности определения плотности газонасыщенной нефти необходимо вначале определить плотность известной дегазированной нефти и, в случае необходимости, скорректировать полученный результат.

Учитывая недостатки метода, связанные с отбором пробы, плотность газонасыщенной нефти лучше определять непосредственно в контрольном участке трубопровода, перепад давлений на котором измеряется образцовыми манометрами при ртутным дифманометром. При этом плотность газонасыщенной нефти  $\rho_n$  определится

$$\rho_n = \rho_p - \frac{\Delta P}{\Delta h \cdot g}, \quad (1)$$

где  $\rho_p$  - плотность ртути;  
 $\Delta P$  - перепад давлений на контрольном участке трубопровода;  
 $\Delta h$  - разность уровней ртути в дифманометре;  
 $g$  - ускорение силы тяжести.

Возможно использование двух параллельно включенных дифференциальных манометров, заполненных жидкостями разной плотности  $\rho_1$  и  $\rho_2$ . Обозначив соответствующие разности уровней в дифманометрах через  $\Delta h_1$  и  $\Delta h_2$ , плотность газонасыщенной нефти определится

$$\rho_n = \frac{\rho_2 \Delta h_2 - \rho_1 \Delta h_1}{\Delta h_2 - \Delta h_1}, \quad (2)$$

Преимуществом этих методов является то, что они позволяют определять плотность газонасыщенной нефти в условиях её транспорта. Этим преимуществом обладают также радиоактивные, вибрационные и ультразвуковые методы. При радиоактивном методе плотность газонасыщенной нефти определяется измерением ослабления потока гамма-излучения радиоактивного источника, проходящего через контролируемую среду.

В настоящее время используется так же метод, основанный на измерении частоты колеблющей системы трубок, внутри которых протекает жидкость. Такой плотномер выдает модулированный по частоте выходной сигнал, преобразуемый в значение плотности жидкости. Принцип действия прибора основан на механическом колебании посредством электромагнитной катушки двух параллельных трубок, заполненных испытуемой жидкостью. Трубки вибрируют с собственной частотой, являющейся функцией плотности жидкости.

Наряду с вибрационными приборами для измерения плотности нефти на потоке могут быть применены радиоизотопные плотномеры. Они предназначены для бесконтактного непрерывного измерения и дистанционной записи плотности нефти в стационарных условиях. В ультразвуковых плотномерах используется зависимость скорости распространения ультразвука в жидкости от её плотности.

При выполнении анализа переходных процессов в трубопроводах, переводимых на газонасыщенные нефти, более удобно применение аналитической зависимости для плотности от количества растворенного газа в нефти.

$$\rho_n = \rho \cdot \exp(-b \cdot \Gamma), \quad (3)$$

где  $\rho_n$  и  $\rho$  — плотности соответственно газонасыщенной и дегазированной нефтей при температуре  $T$ ;

$b$  — эмпирический коэффициент;

$\Gamma$  — количество растворенного попутного газа в нефти.

Выполненные исследования для газонасыщенных нефтей различных месторождений показали, что среднее значение эмпирического коэффициента « $b$ » равно  $1,84 \cdot 10^{-3}$ . Следовательно, формула (3) примет вид

$$\rho_n = \rho \cdot \exp(-1,84 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma), \quad (4)$$

Если будет известна плотность дегазированной нефти при температуре 293К, то плотность нефти при температуре перекачки ( $T$ ) найдется

$$\rho_T = \rho_{293} - (1,83 - 0,0013 \cdot \rho_{293}) \cdot (T - 293), \quad (5)$$

Так как при переходных процессах в трубопроводе с газонасыщенной нефтью при давлении  $P$  и температуре насыщения  $P_s$ . Изменение плотности при этом может быть найдено с учетом поправки Гипровостокнефть

$$\Delta\rho_n = \{1,87[1 + 1,543(P_s - 0,1)] - 1,54 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{293}\} (P - P_s), \quad (6)$$

где  $P$  — давление, МПа, при котором определяется плотность газонасыщенной нефти;  $\rho_{293}$  — плотность при температуре 293 К может быть найдена.

$$\rho_{n,293} = \frac{\rho_n + 1,83(T - 293)}{1 + 0,00132(T - 293)}, \quad (7)$$

Следовательно, с учетом поправки плотность газонасыщенной нефти найдется

$$\rho_n(P, T) = \rho_n + \Delta\rho_n, \quad (8)$$

Рассмотрим числовой пример 1.

Исходные данные для расчета следующие: плотность дегазированной нефти при 293 К  $\rho_{293} = 859 \text{ кг/м}^3$ , количество газа в нефти  $\Gamma = 8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , давление насыщения  $P_s = 0,6$  МПа. Определить плотность газонасыщенной нефти при температуре  $T = 303$  К и давлении  $P = 5$  МПа.

1. По зависимости (5) определяем плотность нефти при температуре перекачки  $T = 303$  К

$$\rho_T = \rho_{293} - (1,83 - 0,0013 \cdot \rho_{293})(T - 293) = 859 - (1,83 - 0,0013 \cdot 859)(303 - 293) = 851,9 \text{ кг/м}^3$$

2. Находим плотность газонасыщенной нефти при давлении насыщения по формуле (4)

$$\rho_n = \rho \cdot \exp(-1,84 \cdot \Gamma) = 851,9 \cdot \exp(-1,84 \cdot 10^{-3} \cdot 8) = 839,2 \text{ кг/м}^3,$$

3. Определяем плотность газонасыщенной нефти при  $T = 293$  К по формуле (7)

$$\rho_{n,293} = \frac{\rho_n + 1,83(T - 293)}{1 + 0,00132(T - 293)} = \frac{839,2 + 1,83(303 - 293)}{1 + 0,00132(303 - 293)} = 846,3 \text{ кг/м}^3,$$

4. Поправка на давление  $P$  определится по формуле (6)

$$\begin{aligned} \Delta\rho_n &= \{1,87[1 + 1,543(P_s - 0,1)] - 1,54 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{n,293}\} (P - P_s) \\ &= \{1,87[1 + 1,543(0,6 - 0,1)] - 1,54 \cdot 10^{-3} \cdot 846,3\} (5 - 0,6) = 8,61 \text{ кг/м}^3, \end{aligned}$$

5. Находим плотность газонасыщенной нефти с учетом поправки на температуру и давление по формуле (8)

$$\rho_n(P, T) = \rho_n + \Delta\rho_n = 839,2 + 8,61 = 847,8 \text{ кг/м}^3,$$

Следовательно, плотность газонасыщенной нефти для отмеченных условий перекачки будет равна  $847,8 \text{ кг/м}^3$ .

### Определение вязкости.

Экспериментально вязкость газонасыщенной нефти может быть определена специально разработанными приборами. Обычно для этой цели используют вискозиметр высокого давления типа ВВДУ-1, ротационный герметизированный вискозиметр институтов Гипростокнефть или Печорнипинефть, капиллярные реометры институтов АЗИНХ, УНИ и др.

Определение вязкости на ВВДУ-1 основано на измерении времени качения шарика  $\tau$  в наклонной калиброванной трубке, заполненной исследуемой газонасыщенной нефтью. Это время входит в расчетную формулу динамической вязкости.

В основу работы капиллярного вискозиметра положена известная формула Пуазейля. На погрешность измерений вязкости на капиллярном вискозиметре оказывают влияние концевые эффекты. Исключить или уменьшить указанное влияние можно тарировкой вискозиметра, определением оптимальной длины трубки капилляра и введением поправки.

Широкое применение для определения вязкости газонасыщенных нефтей получили ротационные вискозиметры с коаксиальными цилиндрами, один из которых вращается с угловой скоростью  $\omega$ . На другом цилиндре при этом измеряют крутящий момент. Вязкость нефти определяют исходя из соотношений момента к угловой скорости.

Лучший результат может быть получен по замерам перепадов давлений на контрольном участке трубопровода, перекачивающего дегазированную и газонасыщенную нефть при постоянном расходе в ламинарном режиме. Вязкость газонасыщенной нефти при этом будет соответствовать условиям транспорта нефти по трубопроводу. Зная вязкость дегазированной нефти при температуре перекачки её по трубопроводу, вязкость газонасыщенной нефти определится

$$\mu_{н,Т} = \mu_T \frac{\Delta P_{н,Т}}{\Delta P_T}, \quad (9)$$

где  $\mu_{н,Т}$  и  $\mu_T$  — динамические вязкости газонасыщенной и дегазированной нефти при температуре перекачки Т;

$\Delta P_{н,Т}$  и  $\Delta P_T$  — потери давлений в контрольном участке трубопровода при постоянном расходе и температуре газонасыщенной и дегазированной нефтей.

По результатам обработки экспериментальных данных Гипростокнефть получена аналитическая зависимость для определения динамической вязкости газонасыщенной нефти:

$$\mu_{н,Т} = \frac{\mu_T}{(1 + 2,4 \cdot \Gamma)^b}, \quad (10)$$

где  $b = 1,52 \cdot 10^{-4} (\rho_T - 750)^{1,43} \cdot \mu_T^{0,022} \cdot \rho_T^{0,094}$ ;

$\mu_T$  — динамическая вязкость дегазированной нефти при температуре перекачки Т;

$\rho_T$  — плотность попутного нефтяного газа, растворенного в нефти;

$\rho_T$  — плотность дегазированной нефти при температуре перекачки.

Поскольку в трубопроводе давление превышает величину давления насыщения, то вносится поправка вязкости на давление (Р). Эта поправка может быть определена по известной формуле Баруса

$$\mu_P = \mu \exp[\alpha(P - 0,1)] \quad (11)$$

где  $\alpha$  — пьезокоэффициент вязкости.

Часть авторов применительно к нефтям записывают поправку вязкости на давление

как уравнение прямой:

$$\mu_p = \mu[1 + \alpha(P - P_s)] \quad (12)$$

где  $P_s$  — давление насыщения.

Такая запись возможна потому, что произведение  $\alpha(P - P_s)$  является очень малой величиной и поэтому с достаточной для инженерных расчетов точностью экспонента может быть разложена в ряд Маклорена с удержанием первых двух его членов.

Обработка экспериментальных данных по пьезокоэффициентам вязкости газонасыщенных нефтей от их вязкости при давлении насыщения позволила найти зависимость вида

$$\alpha = 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot \mu_T^{0,291} \quad (13)$$

Влияние давления на вязкость промысловых нефтей с частичным, растворенным в них газом можно проследить по графическим зависимостям, построенным для нефти Трехозерного месторождения [1].

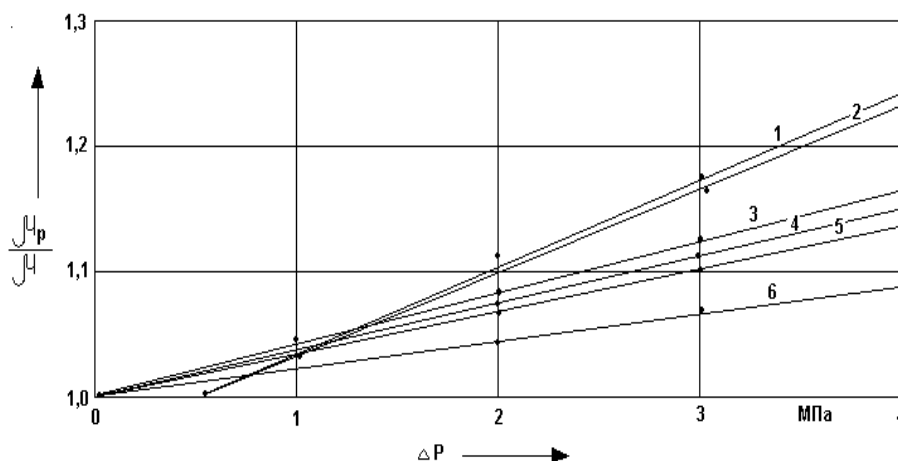


Рисунок 1 — Зависимость вязкости газонасыщенной нефти от давления

Для газонасыщенных нефтей при давлениях, встречающихся в трубопроводном транспорте, зависимость  $\mu=f(\Delta P)$  имеет линейный характер, т.е. справедливо выражение (12). Кроме того, следует вывод, что с увеличением количества растворенного газа влияние давления на величину вязкости нефти увеличивается и оно тем больше, чем выше температура.

Рассмотрим числовой пример 2.

Исходные данные для расчета следующие: плотность дегазированной нефти  $\rho_T=827 \text{ кг/м}^3$ ; кинематическая вязкость дегазированной нефти  $\nu_T=5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ; количество газа, растворенного в нефти  $\Gamma = 6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; давление насыщения нефти газом  $P_s=0,5 \text{ МПа}$ ; плотность газа  $\rho_g=1,35 \text{ кг/м}^3$ ; давление  $P=6 \text{ МПа}$ .

1. По формуле (10) вычисляем вязкость газонасыщенной нефти

$$\mu_{n,T} = \frac{\nu_T \cdot \rho_T}{(1 + 2,4 \cdot \Gamma)^e},$$

где  $e = 1,52 \cdot 10^{-4} (\rho_T - 750)^{1,43} \mu_T^{0,22} \rho_g^{0,094} = 1,52 \cdot 10^{-4} (827 - 750)^{1,43} (5 \cdot 10^{-6} \cdot 827)^{0,22} \cdot 1,35^{0,094} = 0,051$

$$\mu_{n,T} = \frac{\nu_T \cdot \rho_T}{(1 + 2,4 \Gamma)^e} = \frac{5 \cdot 10^{-6} \cdot 827}{(1 + 2,4 \cdot 6)^{0,051}} = \frac{0,004135}{1,15} = 0,003596 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

2. Определим поправку вязкости на давление по формуле (12)

$$\mu_p = \mu_{н,Т} [1 + \alpha(P - P_s)],$$

где  $\alpha = 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot \mu_{н,Т}^{0,291} = 8,1 \cdot 10^{-3} (0,003596 \cdot 10^{-6})^{0,291} = 0,028 \cdot 10^{-3}$ ,

$$\mu_p = \mu_{н,Т} [1 + \alpha(P - P_s)] = 0,003596 \cdot 10^{-6} [1 + 0,028 \cdot 10^{-3} (6 - 0,5)] = 0,003597 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Из приведенного примера видно, что поправка на давление при малом количестве растворенного газа в нефти может не учитываться.

#### Модуль объемной упругости

Для определения модуля объемной упругости дегазированной и газонасыщенной нефтей может быть использован термостатируемый пресс с микрометрическим винтом (можно использовать прибор Баринаова Б.А., разработанный во ВНИИСПТнефти) [2].

При сжатии пробы нефти от начального отсеченного в приборе объема  $V_0$  до конечного  $V_k$  давление в нем изменится от  $P_0$  до  $P_k$  и модуль объемной упругости определится:

$$E = \frac{(P_k - P_0)V_0}{V_0 - V_k}, \quad (14)$$

Определение модуля объемной упругости нефти данным способом требует предварительного заполнения прибора соленой водой и постепенного ее вытеснения с тем, чтобы не допустить выделения газа внутри прибора. Лучше проводить эту операцию при давлении большем давлении насыщения.

Экспериментальные исследования по определению коэффициента сжатия газонасыщенных нефтей были выполнены С.Е. Рошалем и К.В. Виноградовым. Они установили, что для каждой нефти имеется свой модуль объемной упругости, являющийся постоянной величиной и равный:

$$E_n = (a\rho_n - \nu) \cdot 10^5, \text{ Па}, \quad (15)$$

где  $a$  и  $\nu$  — коэффициенты, определяемые по зависимостям:

$$a = (117,1 - 0,21t)\rho_{293} - (83,49 - 0,133t);$$

$$\nu = (117,45 - 0,173t)\rho_{293} - (87,48 - 0,094t);$$

$\rho_{293}$  — плотность газонасыщенной нефти при 293 К;

$t$  — температура нефти в  $^{\circ}\text{C}$ .

### Определение концентрации свободного газа

При транспортировке газонасыщенной нефти контроль наличия свободного газа в ней может быть осуществлен путем сжатия пробы нефти в термостатируемом прессе с микрометрическим винтом, например, прибор Баринова Б.А. Метод основан на том, что при переходе нефти из двухфазного состояния в однофазное характер зависимости давления от объема пробы при изотермическом ее сжатии меняется от степенной к линейной (рис.2).

Определение количества свободного газа сводится к следующему.

Прибором при постоянном давлении и температуре из трубопровода отбирается проба газонасыщенной нефти. Далее отсеченный объем нефти сжимается изотермически поршнем. В процессе сжатия фиксируются значения объема пробы и соответствующие этим объемам давления (см. рис. 2) По результатам сжатия пробы строится графическая зависимость давления от объема. Если зависимость получается линейной, то свободного газа в газонасыщенной нефти нет.

Главным условием получения достоверной зависимости давления от объема является необходимость снятия показаний с образцового манометра после того, как система придет в термодинамическое равновесие, которое характеризуется стабилизацией давления после момента сжатия.

Время, для достижения термодинамического равновесия в смеси зависит от количества и состава газа находящегося в свободном и растворенном состоянии, давления, температуры и многих других факторов. На рис.3 приведена для примера зависимость изменения давления во времени с момента сжатия пробы, снятая на обезвоженной нефти Самотлорского месторождения [2].

Видно, что процесс получения достоверной зависимости  $P=f(V)_T$  является очень длительным.

С достаточной степенью точности, если пренебречь изменением объема нефти за счет растворения в ней газа, объем свободного газа в пробе нефти  $V_{CB}$  может быть определен как

$$V_{CB} = \Delta V - \Delta V_H, \quad (16)$$

где  $\Delta V$  — общее изменение объема пробы при сжатии;

$\Delta V_H$  — изменение объема гомогенной нефти при сжатии от  $P_H$  до  $P_K$ .

Так как

$$\Delta V_H = \frac{(P_K - P_H)V_H}{E}, \quad V_H = V_{II} - V_{CB},$$

то выражение (16) может быть представлено в виде:

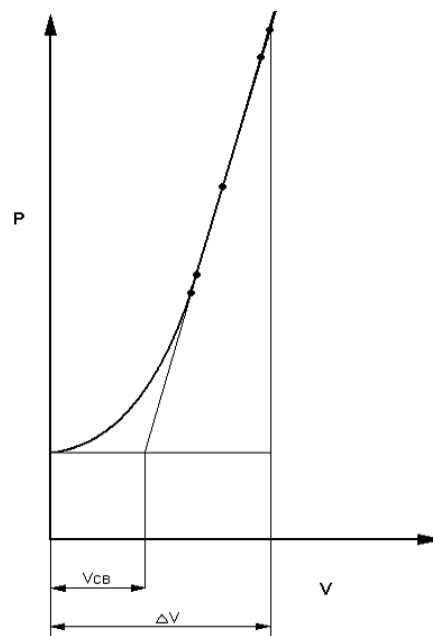


Рисунок 2 — PV - зависимость газонасыщенной нефти

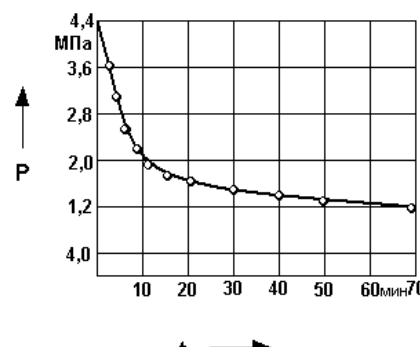


Рисунок 3 — Стабилизация давления в пробе газонасыщенной нефти

$$V_{CB} = \frac{E\Delta V - V_{II}(P_k - P_n)}{E - (P_k - P_n)},$$

где  $V_{II}$  — первоначальный объем пробы.

Наличие свободного газа в газонасыщенной нефти может быть так же определено по скорости распространения или по форме прохождения ударной волны в нефти.

Скорость распространения ударной волны в нефти для абсолютно жестких стенок трубопровода равна скорости звука в ней ( $c$ ). Следовательно, модуль Юнга может быть представлен соотношением:

$$E = \rho \cdot c^2 \quad (17)$$

Если в нефти имеются газовые пузырьки и содержание их не слишком значительно, то плотность нефти мало зависит от наличия пузырьков газа. Однако влияние этих пузырьков на модуль объемной упругости нефти может быть значительным. При этом не безразлично, в фазе или противофазе со звуковой волной совершаются колебания пузырьков. Если частота звука  $\chi$  меньше резонансных частот  $\chi_0$ , имеющих в жидкости пузырьков, то скорость звука в нефти будет уменьшаться, Если же  $\chi > \chi_0$ , то скорость звука в нефти может стать больше, чем в дегазированной нефти.

При оценке наличия свободного газа в газонасыщенной нефти по форме прохождения ударной волны сравнивают скорости прохождения ее в области повышенных и пониженных давлений. Если свободного газа в газонасыщенной нефти нет и она ведет себя как гомогенная, то скорость распространения ударной волны в ней остается постоянной. Это можно наблюдать, отслеживая фронт ударной волны средствами Acoustic System Inc.<sup>®</sup> или в лабораторных условиях с помощью тензометрических датчиков давлений, тензостанции и осциллографа.

Экспериментально объемное содержание свободного газа при перекачке газонасыщенной нефти можно определить также диэлькометрическим методом. Метод основан на связи, существующей между электрическими свойствами жидкости и ее молекулярной структурой, и является более доступным для мониторинга линейных объектов трубопроводного транспорта нефти [3].

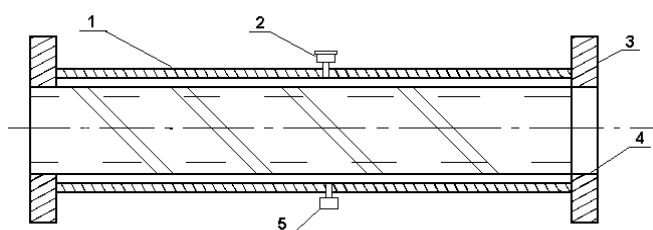


Рисунок 4 — Диэлькометрический метод определения объемного содержания свободного газа

Емкость конденсатора с параллельными пластинами линейно зависит от диэлектрической проницаемости среды находящейся между пластинами. Основу прибора (рис.4) составляет короткий отрезок трубы из акрилового волокна 4, на который спирально намотаны две медные ленты 5. Труба 4 укреплена между двумя фланцами 3. Между этими же фланцами коаксиально укреплен еще один отрезок трубы из акрилового волокна 1, имеющий больший диаметр и покрытый сверху листовой медью, экранирующей конденсатор от внешних помех. В наружный патрубок ввернуты два ввода 2, которые обеспечивают контакт наружного экрана коаксиального кабеля со спиральными медными лентами 5, а также обеспечивает контакт наружного экрана коаксиального кабеля с наружным защитным экраном патрубка 1. Благодаря этому измеряемая емкость не зависит от длины подсоединенных кабелей, а внешние поля оказывают на нее самое минимальное влияние.

### Определение количества растворенного газа

Экспериментально количество газа, находящегося в газонасыщенной нефти при давлении насыщения больше атмосферного, может быть определено при помощи стандартного газоанализатора или трубки пикнометра. Проба газонасыщенной нефти из пресса под постоянным давлением вытесняется в трубку газоанализатора, заполненного соленой водой. Объем вытесняемой газонасыщенной нефти фиксируется микрометрическим винтом пресса. Отобранная проба дегазируется при атмосферном давлении в стеклянной трубке газоанализатора, верхняя часть которого заполняется газом, а нижняя дегазированной нефтью. При прекращении выделения газа из нефти снимаются показания с газоанализатора, стеклянная трубка которого проградуирована в см<sup>3</sup>. Приведение объема газа к атмосферному давлению осуществляется с помощью уравнительного сосуда, соединенного шлангом с нижней частью трубки газоанализатора и заполненного соленой водой. Совместив уровни дегазированной нефти в трубке газоанализатора и соленой воды в уравнительном сосуде, снимают показания объемов нефти и газа. Отношение объема газа к объему дегазированной нефти при атмосферном давлении характеризует то количество газа, которое находилось в отобранной пробе газонасыщенной нефти. Отбор пробы осуществляется прессом с микрометрическим винтом непосредственно из трубопровода, перекачивающего газонасыщенную нефть при постоянном давлении, равном избыточному давлению в нефтепроводе. Затем пресс с пробой термостатируется в водяной бане при температуре 293 К в течение 2-3 часов.

Что касается расчетных методов определения количества газа в газонасыщенной нефти, то для условий трубопроводного транспорта могут быть рассмотрены зависимости Сахарова В.А.-Цатурянца А.Б. и Антипьева В.Н. [1]:

$$G = A(P_s - 0,1)^B, \quad (18)$$

$$G = A_1 \left[ \left( \frac{P_s}{P_{at}} \right)^{B_1} - 1 \right], \quad (19)$$

где  $A, A_1, B, B_1$  - эмпирические коэффициенты;

$P_s$  - давление насыщения;

$P_{at}$  - атмосферное давление.

Оценка точности зависимостей была выполнена на основании фактического материала о количестве выделяющегося газа при разгазировании нефтей разных пластов восемнадцати месторождений Удмуртии, Западной Сибири, Куйбышевской и Саратовской областей. Величины эмпирических коэффициентов определялись методом наименьших квадратов.

Результаты сравнения показали приблизительно одинаковую точность зависимостей (18) и (19). Более удобной для анализов и расчетов является формула (18).

Количество растворенного газа в газонасыщенной нефти может быть также найдено через полный газовый фактор пластовой нефти ( $\Gamma_{\Pi}$ ) и количество газа, выделившегося на первой ступени сепарации ( $\Gamma_{CB}$ )

$$G = \Gamma_{\Pi} - \Gamma_{CB}, \quad (20)$$

В работе [1] для определения количества выделившегося газа на первой ступени промысловой сепарации нефти предлагается зависимость вида

$$\Gamma_{CB} = \left[ a - v \left( \frac{P_s}{P_{at}} \right)^c \right] \cdot \Gamma_{\Pi} \quad (21)$$

где  $a, v, c$  - эмпирические коэффициенты;

$P_s$  и  $P_{at}$  - давления сепарации и атмосферное.

Обработка экспериментальных данных контактного разгазирования при стандартных условиях проб нефти Советско-Сосниского, Правлинского, Самотлорского, Мегионского, Усть-Балыкского и Ватинского месторождений позволила найти значения коэффициентов. Причем для этих нефтей средние значения оказались равными:  $a=2615$ ,  $b=1615$ ,  $c=0,075$ .

Погрешность формулы (21) как отмечено в работе [1], не превышает 5% при давлении сепарации не более 2 МПа.

### Физические свойства нефтяных газов

Физические свойства нефтяных газов можно рассчитать по свойствам индивидуальных углеводородов и по компонентному составу, который определяется на хроматографе. В результате хроматографического анализа состав газа может быть дан в объемных или массовых единицах.

Плотность нефтяного газа можно измерить в лаборатории. Если известен компонентный состав, то плотность газа при  $P = 101325$  Па и  $T=273$  К можно определить:

$$\rho_{го} = \frac{\sum y_i M_i}{22,4} \quad (22)$$

где  $y_i$  и  $M_i$  - молекулярная концентрация и молекулярная масса  $i$ -го компонента.

При условиях, отличных от нормальных, плотность газа вычисляют в соответствии с уравнением состояния

$$\frac{P}{\rho} = Z \cdot R \cdot T \quad (23)$$

где  $P$ ,  $T$  - абсолютные давление и температура;

$Z$ - коэффициент учитывающий отклонение реального газа от идеального, подчиняющегося закону Клайперона-Менделеева;

$R$  - газовая постоянная.

Для определения  $Z$  при давлениях в пределах от 0,6 до 6 МПа и встречающихся при трубопроводном транспорте температур можно пользоваться формулой Гипровостокнефть:

$$Z = 1 - \left[ \left( \frac{P}{P_{ат}} - 6 \right) \cdot \left( 0,00345 \cdot \frac{\rho_{го}}{\rho_в} - 0,00045 \right) + 0,15 \right] \cdot [1,3 - 0,0144(T - 293)] \quad (24)$$

где  $P_{ат}$ -атмосферное давление;

$\rho_в$ -плотность воздуха при  $P=101325$  Па и  $T=273$ К.

Газовую постоянную определяют аддитивно по формуле

$$R = \sum y_i R_i \quad (25)$$

где  $R_i$  - газовая постоянная  $i$ -го компонента (см.табл.).

Кинематическую вязкость газа определяют по формуле Манна (при  $P=101325$  Па и  $T=273$  К)

$$\nu_{г} = \frac{1}{\sum \frac{y_i}{\nu_i}} \quad (26)$$

где  $\nu_i$  - вязкость  $i$ -го компонента.

Динамическую вязкость нефтяного газа можно определить по эмпирической зависимости:

$$\mu_r = \frac{1,66 + 0,0282 \cdot T}{(1,293 \cdot \delta_r)^{0,28}} \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \cdot \text{с}, \quad (27)$$

Таблица

**Основные физико-химические свойства индивидуальных углеводородов  
нефтяных газов**

Характеристика	Метан	Этан	Пропан	Изобу-тан	Норм. Бутан	Изо-пентан	Норм. пентан	Норм. гексан	Норм. гептан
Химич. формула	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$C_4H_{10}$	$C_4H_{10}$	$C_5H_{12}$	$C_5H_{12}$	$C_6H_{14}$	$C_7H_{16}$
Молек. масса	16,04	30,07	44,10	58,12	58,12	72,15	72,15	86,17	100,2
Газ. постоянная Дж/кг <sup>0</sup> С	519,0	276,9	188,6	143,0	143,0	115,2	115,2	96,50	33,10
Критическое давление, МПа	4,62	4,86	4,24	3,64	3,79	3,30	3,32	3,24	2,73
Критическая температура, К	190,0	305,4	336,5	407,1	424,7	461,0	470,0	507,7	540,1
Плотность газ. фазы (при норм. усл), кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,341	1,996	2,592	2,592	3,213	3,213	3,848	4,469
Кинематич. вязкость газа 10 <sup>10</sup> , м <sup>2</sup> /с (норм. усл.)	14,24	6,35	3,70	2,50	2,45	1,80	1,80	-	-

где  $\delta_r$  - относительная плотность газа,

$$\delta_r = \frac{\rho_{r0}}{\rho_g}$$

Что касается влияния давления на вязкость газа, то при давлениях до 6 МПа его можно не учитывать.

### ACKNOWLEDGEMENT

Статья подготовлена по материалам неопубликованных работ П.И.Тугунова

### ЛИТЕРАТУРА

1. Антипов В.Н. Утилизация нефтяного газа.- М.: Недра, 1983. — 150с.
2. Баринов Б.А., Крюков В.А., Зарецкий Б.Я. К методике определения содержания свободного газа в нефти после сепаратора.-Тр. ВНИИСПТ-нефть,1976. — с.31-35.
3. Современные физические методы и средства контроля качества перекачиваемой нефти и нефтепродуктов/ Куркова З.Е., Бриль Д.М., Бондаренко П.М. и др. - М: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1984, Вып. 5 — 60 с.