

## РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ГЛУБИННОГО ПРОБООТБОРНИКА С ОДНОВРЕМЕННЫМ ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Р. Е. Гутман

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Беларусь*

Научный руководитель В. М. Ткачев

Физико-химические свойства флюидов необходимы для подсчета запасов углеводородов, а также для расчетов при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [1]. В настоящее время без проведения анализа скважинных проб пластовых флюидов и гидродинамических испытаний скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации невозможно определение точных характеристик коллекторов и разработка проектов по заканчиванию скважин с целью достижения наибольшей эффективности добычи [2].

В большинстве случаев физико-химические свойства глубинных флюидов определяются экспериментальным путем на основании исследований проб пластовой нефти, извлекаемых из скважин с помощью специальных устройств – пробоотборников. Пробы, извлекаемые на поверхность с помощью этого оборудования, как правило, направляют на анализ во внепромысловые лаборатории.

Однако в промысловых условиях очень часто требуется провести экспресс-анализ пластовых флюидов для принятия оперативных решений. Ведущими производителями PVT-установок разработаны их мобильные варианты, которые отчасти решают некоторые проблемы, связанные с транспортировкой и т. п., однако они отличаются сложностью эксплуатации и высокой стоимостью [2].

Отчасти эту задачу решают аналитические методы, основанные на корреляционных зависимостях между физическими свойствами товарной нефти и ее свойствами в пластовых условиях [1].

Несмотря на преимущества аналитических методов (например, простота и оперативность получения результатов при использовании ЭВМ, относительная дешевизна методов, а также возможность определения зависимости некоторых свойств флюида от температуры), они все же имеют ряд существенных недостатков. Расчетные методы определения физико-химических свойств пластовых флюидов, выведенных для определенных нефтегазодобывающих районов, не рекомендуется использовать для других стратиграфических подразделений вследствие понижения точности расчета. Это вызвано тем, что существуют различия физико-химического состава флюидов, а также геолого-физических условий залегания продуктивных пластов в различных регионах. Вывод корреляционных зависимостей для того или иного месторождения или залежи требует наличия достаточно большого количества экспериментально полученных результатов о свойствах флюида в данном регионе, что является довольно затратным процессом на недавно открытых месторождениях.

С целью решения данных проблем был предложен метод, сущность которого заключается в определении физических свойств нефти непосредственно в скважине в процессе отбора пробы пластового флюида [3]. Такой подход позволит повысить экономичность и оперативность измерений, что достигается за счет снижения времени получения результатов анализа, а также ликвидации процессов рекомбинирования и стандартного PVT-анализа проб.

На рис. 1 показана принципиальная схема измерительного блока пробоотборника. Принцип работы измерительного модуля пробоотборника заключается в сле-

дующем: перед спуском в скважину средоразделительный поршень 3 отведен в крайнее верхнее положение.

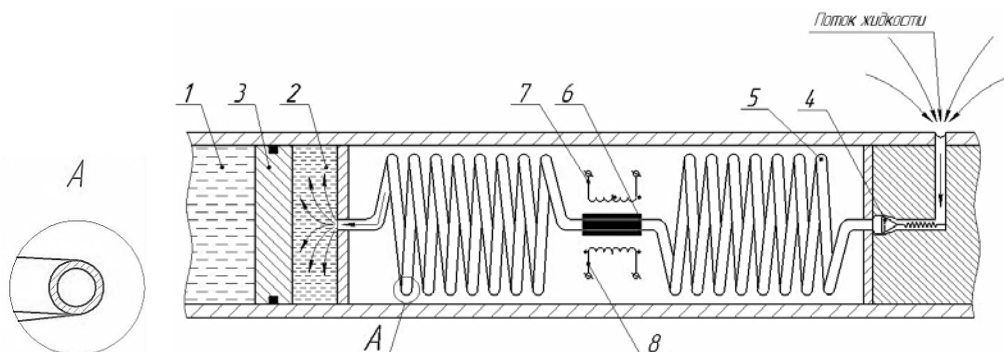


Рис. 1. Принципиальная схема измерительного блока пробоотборника:  
 1 – балластная камера; 2 – пробоотборная камера; 3 – средоразделительный поршень; 4 – клапанный узел; 5 – капилляр; 6 – магнитный сердечник;  
 7 – первичная обмотка дифференциального трансформатора;  
 8 – вторичная обмотка дифференциального трансформатора

После спуска пробоотборника в скважину и поступления команды от модуля управления на исполнительный механизм отрывается клапанный узел 4 и под действием гидростатического давления скважины через капилляр 5 скважинный флюид перемещает средоразделительный поршень 3 и заполняет пробоотборную камеру 2, при этом, измеряется разность давлений  $\Delta p$  на входе и выходе капилляра 5. Объем балластной камеры, заполненной жидкостью или газом, изменяется в результате действия градиента давления, перемещающего средоразделительный поршень 3. Объем жидкости  $V$ , равный объему пробоотборной камеры 2, заполняющейся за время  $t$  через капилляр 5 при разности давлений на его концах  $\Delta p$ , может быть определен по формуле Пуазейля:

$$V = \frac{\pi r^4 \Delta p t}{8 \eta l}, \quad (1)$$

где  $r$  – радиус капилляра;  $\Delta p$  – разность давлений на входе и выходе капилляра;  $t$  – время заполнения пробоотборной камеры;  $\eta$  – динамическая вязкость скважинного флюида;  $l$  – длина капилляра.

Предварительно до погружения пробоотборника в скважину в той же последовательности проводят измерения с использованием эталонной жидкости, вязкость которой  $\eta_0$  известна. Формула Пуазейля для эталонной жидкости

$$V = \frac{\pi r^4 \Delta p_0 t_0}{8 \eta l}. \quad (2)$$

Приравнивая выражения (1) и (2) определяют неизвестную вязкость  $\eta$  через известную  $\eta_0$ :

$$\eta = \eta_0 \frac{t}{t_0} \frac{\Delta p}{\Delta p_0}. \quad (3)$$

По разности измеряемых давлений на входе и выходе капилляра 5 и времени заполнения пробоотборной камеры 2 вычисляют динамическую вязкость.

Измерение плотности основано на зависимости частоты колебаний от массы. Для этого на первичную обмотку 7 катушки индуктивности подают переменное напряжение изменяющейся частоты от источника переменного напряжения, что вынуждает магнитный сердечник 6 совершать линейные колебания, а на вторичной обмотке 8 регистрируют амплитуду колебаний магнитного сердечника. Изменяя частоту питания первичной обмотки, по амплитуде колебаний магнитного сердечника определяют резонансный период колебаний  $T$ , по которому определяют плотность скважинного флюида  $\rho$  по формуле

$$\rho = AT^2 - B, \quad (4)$$

где  $A$  и  $B$  постоянные прибора.

В подтверждение работоспособности предложенного метода проведено численное исследование описанной конструкции.

В качестве примера решалась задача по определению динамической вязкости трансформаторного масла Т-1500 ГОСТ 982-80, за эталонную жидкость принята дистиллированная вода, материал капилляра – алюминиевый сплав В95 ГОСТ 4784-97. По расчетам определялся массовый расход исходя из условия перетока через капилляр одинаковых объемов двух жидкостей за время 60 с. Расчет производился при температуре воды равной 20 °С, а температуре трансформаторного масла 70 °С.

Свойства обеих жидкостей и результаты расчетов приведены в таблице.

#### Параметры жидкостей для исследования динамической вязкости

Параметр	Вода	Масло трансформаторное Т-1500
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	997	850
Вязкость, мПа · с	0,8899	3,86
Массовый расход, кг/с	0,03	0,026
Градиент давления, МПа	0,328	1,393

Исходя из полученных градиентов давления расчетное значение динамической вязкости трансформаторного масла по формуле (3) составило 3,78 мПа · с, что на 2,1 % отличается от табличного значения.

При введении поправочных коэффициентов, учитывающих изменение параметров истекающего флюида в результате действия на него градиента давления, наличия в потоке других фаз и компонентов и т. п., можно повысить точность результатов.

С целью построения градуировочного графика для определения плотности и уточнения формулы (4) с помощью модального анализа исследована зависимость частоты колебаний капилляра от плотности флюида, находящегося в его полости. Плотность однофазной жидкой среды варьировалась в диапазоне от 0,5 до 1,05 г/см<sup>3</sup>. Полученный график представлен на рис. 2.

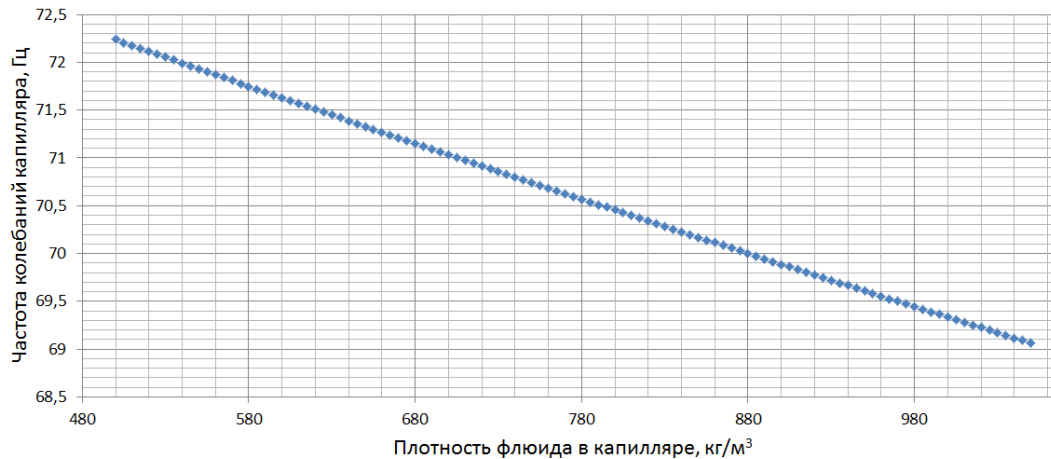


Рис. 2. Зависимость частоты колебаний капилляра от плотности флюида в его полости

Уравнение регрессии, наилучшим образом описывающее данную кривую, имеет вид:

$$\rho_f = 3,6677 f^2 - 691,451 f + 31310,14,$$

где  $\rho_f$  – вычисляемая плотность флюида, кг/м³;  $f$  – частота колебаний капилляра, Гц.

Исходя из модельных исследований, можно сделать вывод о достаточно высокой точности данного метода определения параметров вязкости и плотности скважинных флюидов.

#### Литература

1. О применении корреляционных зависимостей для определения физических свойств нефтей белорусских месторождений / И. Г. Мельников [и др.] // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2016. – № 1. – С. 24–30.
2. Расширение спектра гидродинамических исследований скважин / А. Хани [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Т. 19. – № 1. – С. 52–69.
3. Решение о выдаче патента на полезную модель от 19.11.2015 по заявке № u 20150364, МПК E21B 49/08. Глубинный пробоотборник / Ткачев В. М., Петрушенко В. И., Гутман Р. Е., Асвинов Р. В. ; заявитель ГГТУ им. П. О. Сухого (BY) и ООО НПО «Союзнефтегазсервис» (RU).