

## О МЕТОДЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В СКВАЖИНЕ

Р.Е. Гутман

Учреждение образования «Гомельский государственный технический  
университет имени П.О. Сухого»  
e-mail: [romangutman13@gmail.com](mailto:romangutman13@gmail.com)

**Summary.** *The present paper addresses the general problems which have to be faced with while sampling and definition of properties of formation fluid as a result of PVT trials. The most important questions here are sampling of clean and representative samples of plutonic formation fluid and rapid and relatively easy way to receive valid and accurate data of fluid extracted for the moment of development in order to optimize wells operation, performing technological operations on the increase of gas/oil recovery and etc. These issues are actual both for recently discovered fields, and for producing fields, especially for ones that are located in remote and hard-to-get areas. For the purpose of these problem solutions a technique of plutonic formation fluid sampling with use of the sampler featuring presence of an additional section with gravity and viscosity gauge mounted between a sampling chamber and inlet valve has been proposed.*

*This way of sampling will ensure receiving key parameters of fluid (gravity, viscosity) immediately during sampling. That will allow to monitor the type of sampled medium (oil, gas, water) and to receive representative samples.*

Физико-химические свойства флюидов необходимы для подсчета запасов углеводородов, а также для расчетов при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Можно условно выделить 3 способа определения физических свойств пластовых флюидов:

- экспериментальный (в лабораторных условиях на стационарном оборудовании);
- аналитический (по корреляционным зависимостям);
- непосредственно в естественных условиях залегания флюида.

Как правило, наиболее полный комплекс физико-химических свойств флюидов определяется при помощи экспериментальных методов на стационарных установках в ходе PVT-анализа (давление-объем-температура). Этот метод является достаточно точным при условии соблюдения всех необходимых требований по проведению PVT-испытаний, а также отбора чистой и представительной пробы пластового флюида. Оборудование для подобного рода исследований является дорогостоящим и требует высокой квалификации обслуживающего персонала. В связи с дороговизной применение этого метода ограничено в труднодоступных районах и суровых климатических условия. Также по экономическим причинам PVT анализ может не проводится на небольших по запасам месторождениях.

Аналитический метод заключается в оценке свойств нефти в скважинных условиях по свойствам товарной нефти с помощью корреляционных зависимостей [1]. При использовании корреляционных зависимостей, реализованных в различного рода программных пакетах можно достаточно оперативно вычислять необходимые физические свойства флюидов. Однако такой метод является приближенным. Главный недостаток аналитического способа заключается в том, что не существует универсального уравнения, абсолютно точно описывающего свойства нефтей со всех нефтегазоносных регионов или залежей. Вывод новых уравнений или корректировка имеющихся требует наличия большого объема статистических данных с конкретного месторождения, что опять же может быть довольно затратным.

С целью увеличения оперативности получения чистой и представительной пробы пластового флюида и повышения экономической эффективности отбора проб и проведения первичного экспресс-анализа предлагается способ определения физических свойств флюида непосредственно в скважине (рис. 1) [2].

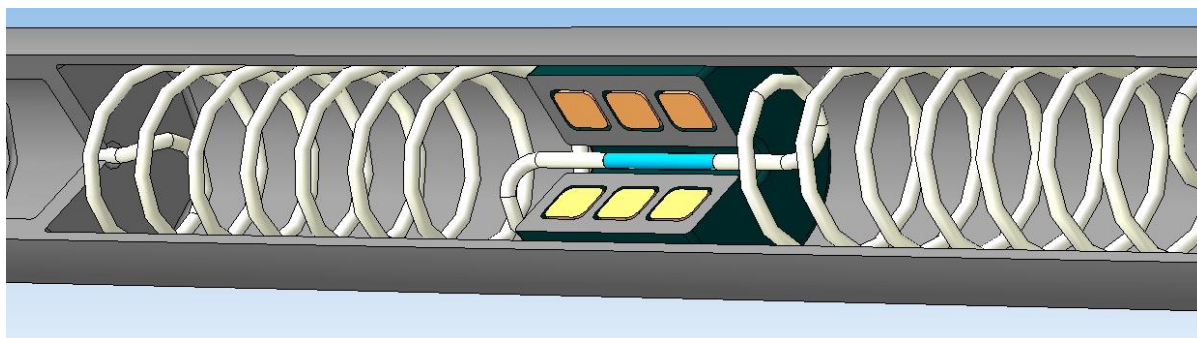


Рисунок 1. – Конструкция пробоотборника

Для реализации данного метода пробоотборник дополнительно снабжен измерительной секцией, представляющей собой капилляр в виде двухсекционной пружины растяжения-сжатия с индуктивным датчиком перемещений в ее средней части. Индуктивный датчик перемещений представляет собой дифференциальный трансформатор, первичная обмотка которого выполняет функцию соленоида и вызывает колебания пружины под действием переменного напряжения изменяющейся частоты. С вторичной обмотки снимаются показания амплитуды колебаний. Секция устанавливается в пробоотборнике между входным клапаном и пробоотборной камерой. Отбираемый флюид проходит через капилляр и попадает в пробоотборную камеру. По разности давлений на входе и выходе капилляра и времени заполнения по формуле Пуазейля можно определить динамическую вязкость, а по резонансной частоте колебаний пружины – плотность скважинного флюида на забое в естественных пластовых условиях. С помощью модельных исследований был построен график зависимости резонансной частоты колебаний капилляра от плотности жидкости в его полости. Погрешности лабораторных осцилляторов, в основе которых положен аналогичный принцип измерения плотности, находятся в интервале от 0,1 до 3%. Для оценки точности определения вязкости вычислялись вязкости таких жидкостей как вода, этанол и ацетон. В качестве эталонной жидкости использовалась трансформаторное масло Т-1500 ГОСТ 982-80. Погрешность определения вязкости составила от 0,8 до 6,5%, что приемлемо для подобного рода измерений.

#### *Литература*

1. Мельников, И.Г. О применении корреляционных зависимостей для определения физических свойств нефтей белорусских месторождений / И.Г. Мельников, В.И. Петрушенко, В.М. Ткачев, Р.Е. Гутман // Вестник ГГТУ. – 2016. – № 1. – С. 24–30.
2. Пат. 11014 U Республика Беларусь, МПК E21B49/08. Глубинный пробоотборник / В.М. Ткачев, В.И. Петрушенко, Р.Е. Гутман, Р.В. Асвинов; заявитель и патентообладатель УО «ГГТУ им. П.О. Сухого» (BY); НПО «Союзнефтегазсервис» (RU). – № U20150364; заявлен 29.10.2015; опубликован 30.04.2016, Бюллетень №2. – С.152–153.