

УДК 622.276

**РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ ПРИ РЕШЕНИИ ГЕОЛОГО-
ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ**

**THE MOBILE DEVICE DESIGN FOR OIL OPTICAL PROPERTIES
MEASURING IN THE PERFORMANCE OF FIELD-GEOLOGIC
TASKS**

Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н.,
ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет
«Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
ФГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,
г. Альметьевск, Российская Федерация

I.R. Raupov, N.K. Kondrasheva, R.N. Burkhanov
FSBEI NPE “National Mineral Resources University “Mining”,
Saint-Petersburg, the Russian Federation
FSBEI NPE “Almetyevsk State Oil Institute”, Almetyevsk,
the Russian Federation
e-mail: inzirrr@yandex.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрены теоретические и практические основы оптических свойств нефти. Проанализированы многочисленные лабораторные исследования плотности, вязкости, оптической плотности D и коэффициентов светопоглощения $K_{сп}$ проб нефти различных нефтегазоносных провинций Российской Федерации. Приведено краткое описание методики проведения фотоколориметрических исследований проб нефти. Проведена статистическая обработка полученных данных, заключающаяся в расчетах среднеквадратических отклонений, дисперсий вариационного признака и

коэффициентов вариации $K_{сп}$ нефти. Установлена корреляционная зависимость плотности и коэффициента светопоглощения, а также вязкости и коэффициента светопоглощения.

Приведены описание, международные и российские классификации нефти, согласно которым распространены нефти с повышенной вязкостью и средней плотностью. Проведена типизация нефти по характеру аппроксимации плотности и среднеквадратического значения $K_{сп}$ ($\overline{K_{сп}}$), выделены 3 класса нефти с достаточно высокой величиной достоверности аппроксимации – легкие (с плотностью $\rho < 870 \text{ кг/м}^3$), средние (с плотностью $870 < \rho < 920 \text{ кг/м}^3$) и тяжелые (с плотностью $\rho > 920 \text{ кг/м}^3$). По характеру аппроксимации вязкости и $\overline{K_{сп}}$ выделены 3 класса нефти – маловязкие (с вязкостью $1 < \mu < 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), с повышенной вязкостью (с вязкостью $5 < \mu < 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) и высоковязкие (с вязкостью $\mu > 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$).

Предложено решение по совершенствованию оптических исследований нефти и оптического метода контроля разработки нефтяного месторождения. Обоснована принципиальная схема мобильного устройства для автоматизированного измерения и обработки ее оптических свойств на устье нефтедобывающей скважины по результатам корреляции плотности, вязкости и коэффициента светопоглощения нефти, что позволит повысить точность и надежность оптического метода геолого-промыслового контроля разработки нефтяного месторождения и в режиме реального времени получать достоверные геолого-промысловые сведения.

Abstract. Theoretical and practical basis of oil optical properties was described in the paper. Results of numerous laboratory experiments of density, viscosity, optical density D and coefficient of light absorption C_{la} of oil probe were analyzed in various oil and gas provinces in the Russian Federation. The brief description of an oil sample photocolourimetry researches procedure was reported. The statistical data processing was conducted that consist in estimation

of a mean-square deviation, variance of the deviation and variation coefficient of oil coefficient of light absorption. It fixed up correlative dependency between density and coefficient of light absorption, also between viscosity and coefficient of light absorption.

It showed up description, international and Russian oil ranging, where oil is permeated with a hyperviscosity and an average density. The oil typification in character of density and mean-square deviation of Cla approximation was conducted, 3oil classes were selected with sufficiently high value approximation validity – light (with density $\rho < 870 \text{ kg/m}^3$), middle (with density $870 < \rho < 920 \text{ kg/m}^3$) and heavy oil (with density $\rho > 920 \text{ kg/m}^3$). In character of viscosity and mean-square deviation of Cla approximation 3oil classes were selected with sufficiently high value approximation validity – low-viscosity (with viscosity $1 < \mu < 5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$), over viscosity (with viscosity $5 < \mu < 30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$) and high-viscosity oil (with viscosity $\mu > 30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$).

Came up with the decision to improve of oil optical researches and optical method control of oil field development. The mobile device hook up of automated optical properties measurement and processing of oil on the well mouth was established by oil density, viscosity and coefficient of light absorption that let enhance precision and reliability of optical method field-geological control of oil field development and get reliable field-geological information in real-time.

Ключевые слова: классификация нефти, плотность нефти, динамическая вязкость нефти, асфальтены, смолы, оптическая плотность нефти, коэффициент светопоглощения нефти, мобильное устройство.

Key words: oil classification, oil density, oil dynamic viscosity, asphaltenes, tarry, oil optical density, coefficient of light absorption, the mobile device.

Известно, что нефть характеризуется сильной неоднородностью по физико-химическим свойствам, в том числе плотности, вязкости и

особенно оптическим характеристикам. При этом ни одна из физико-химических классификаций нефти не может быть признана универсальной. На XI мировом нефтяном конгрессе в Хьюстоне (США, 1987 г.) была предложена классификация, в которой углеводороды были разделены на нефть и битум (классификация 1). К битумам было предложено относить углеводороды с плотностью ρ свыше 1000 кг/м³ и с динамической вязкостью μ более 10 000 мПа·с в пластовых условиях, а нефть разделили на четыре класса: легкие, средние, тяжелые и экстратяжелые (рисунок 1).

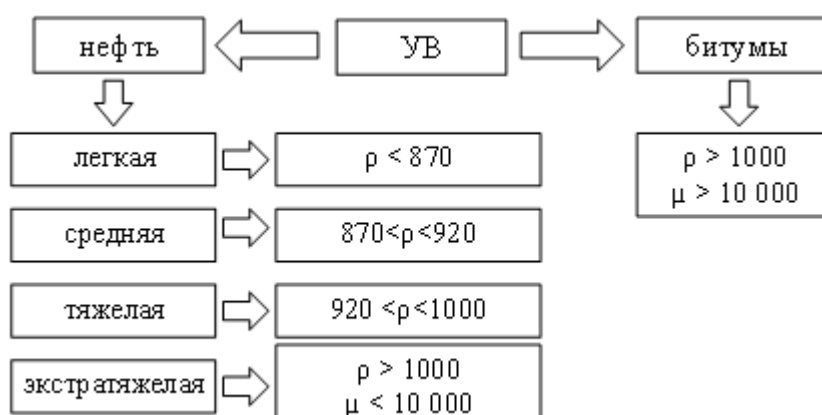


Рисунок 1. Классификация нефти по плотности, Хьюстон, США, классификация №1, 1987 г.

В Российской Федерации с 01.01.2012 года вводится в действие классификация запасов и ресурсов нефти и газа в новой редакции с целью интегрировать российскую классификацию в наиболее распространенные международные классификации. Отметим, что в международных классификациях рассматривают большее разнообразие нефти по плотности (классификация 2, таблица 1). В этой классификации плотность нефти учитывается при температуре 15,56 °С, и выделяются 5 классов нефти: особо легкие, легкие, средние, тяжелые, битуминозные. В некоторых случаях выделяют очень легкие (менее 800 кг/м³), легкие (800-840 кг/м³), средние (840-880 кг/м³), тяжелые (880-920 кг/м³) и очень тяжелые (более 920 кг/м³) нефти (классификация №3).

Исследованы 43 пробы нефти (Ромашкинское, Екатериновское, Архангельское, Дружное, Смородинское, Талинское, Майоровское, Ново-

Федоровское, Понамаревское, Баклановское, Юрия Корчагина, Тевлинско-Русскинское, Северо-Елтышевское, Ярегское, Лебяжеское, Лозюкско-Зуринское, Нетьевское, Покачевское, Пальяновское, Конитлорское, Ярактинское, Верхнечонское и Возейское месторождения углеводородного сырья).

На рисунке 2 приводится гистограмма распределения исследованных проб нефти по плотности, где преобладают средние и тяжелые нефти (классификация № 2). Для определения плотности использовался набор стандартных ареометров АОН. Исследования производились в стандартных условиях.

Таблица 1. Классификация нефти по плотности (международный опыт)

№ п/п	Тип нефти	Плотность нефти при 15°C, кг/м ³	Плотность нефти при 20°C, кг/м ³
1	Особо легкая	$\rho \leq 834,5$	$\rho \leq 830$
2	Легкая	$834,5 < \rho \leq 854,4$	$830 < \rho \leq 850$
3	Средняя	$854,4 < \rho \leq 874,4$	$850 < \rho \leq 870$
4	Тяжелая	$874,4 < \rho \leq 899,3$	$870 < \rho \leq 895$
5	Битуминозная	$899,3 < \rho$	$895 < \rho$

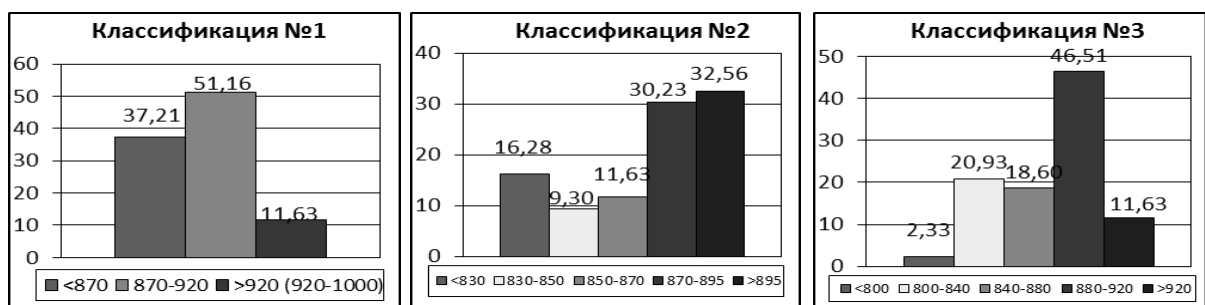


Рисунок 2. Гистограммы распределения нефти по плотности

По величине вязкости различают нефти с незначительной вязкостью (менее 1 мПа·с), маловязкие (1 - 5 мПа·с), с повышенной вязкостью (5-30 мПа·с) и высоковязкие (более 30 мПа·с) (таблица 2).

Кинематическая вязкость нефти ν определялась с помощью капиллярных вискозиметров ВПЖ-2. Стандартные условия создавались на термостате VT-R-40. Затем рассчитывалась динамическая вязкость нефти μ

на основании кинематической вязкости и скорректированной к стандартным условиям плотности.

Таблица 2. Классификация нефти по вязкости (международный опыт)

№ п/п	Тип нефти	Вязкость нефти при 20°С, мПа·с
1	С незначительной вязкостью	$\mu \leq 1$
2	Маловязкая	$1 < \mu \leq 5$
3	С повышенной вязкостью	$5 < \mu \leq 30$
4	Высоковязкая	$30 < \mu$

Для исследования оптической плотности D проб нефти [3] использовался фотоколориметр UNICO 1200. Пробы тщательно и длительно обезвоживались в центрифуге с помощью хлористого кальция CaCl_2 . При этом соль предварительно прокаливалась сильным пламенем горелки для удаления кристаллизационной воды. Исследования оптической плотности и $K_{сп}$ растворов нефти в органическом растворителе заданной концентрации (за редким исключением исследовались нефти без предварительного растворения) производились многократно (не менее 5 раз) в интервале длин волн 400-900 нм с шагом 100 нм. $K_{сп}$ проб нефти рассчитывали по формуле:

$$K_{сп} = \frac{D}{0,4343 \cdot C \cdot l}, \quad (1)$$

где D – оптическая плотность проб нефти,

C - концентрация раствора,

l - толщина слоя раствора.

Статистическая обработка данных заключалась в расчетах среднеквадратических отклонений, дисперсий вариационного признака и коэффициентов вариации $K_{сп}$ нефти [6]. Среднеквадратические значения $K_{сп}$ ($\overline{K_{сп}}$) вычислялись по формуле:

$$\overline{K_{сп}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n K_{сп_i}^2}{n}}, \quad (2)$$

где $K_{сп_i}$ – значения $K_{сп}$ проб нефти.

Значения дисперсии вариационного признака $K_{сп}$ вычислялись по формуле:

$$\sigma_{K_{сп}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_{сп_i} - \overline{K_{сп}})^2}{n}}, \quad (3)$$

а коэффициентов вариации $K_{сп}$ по формуле:

$$V\sigma = \frac{\sigma_{K_{сп}}}{\overline{K_{сп}}} \cdot 100. \quad (4)$$

По результатам вычислений строились спектральные кривые $\overline{K_{сп}}$, $\sigma_{K_{сп}}$ и $V\sigma$ нефти в зависимости от длины волны светового излучения. На рисунке 3, для примера, приводятся спектральные кривые, полученные по результатам исследований пробы нефти Лебяженского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области. Эта нефть исследовалась в чистом виде без разбавления в органическом растворителе и характеризуется пониженными значениями плотности и $K_{сп}$ в спектральном диапазоне 400-900 нм.

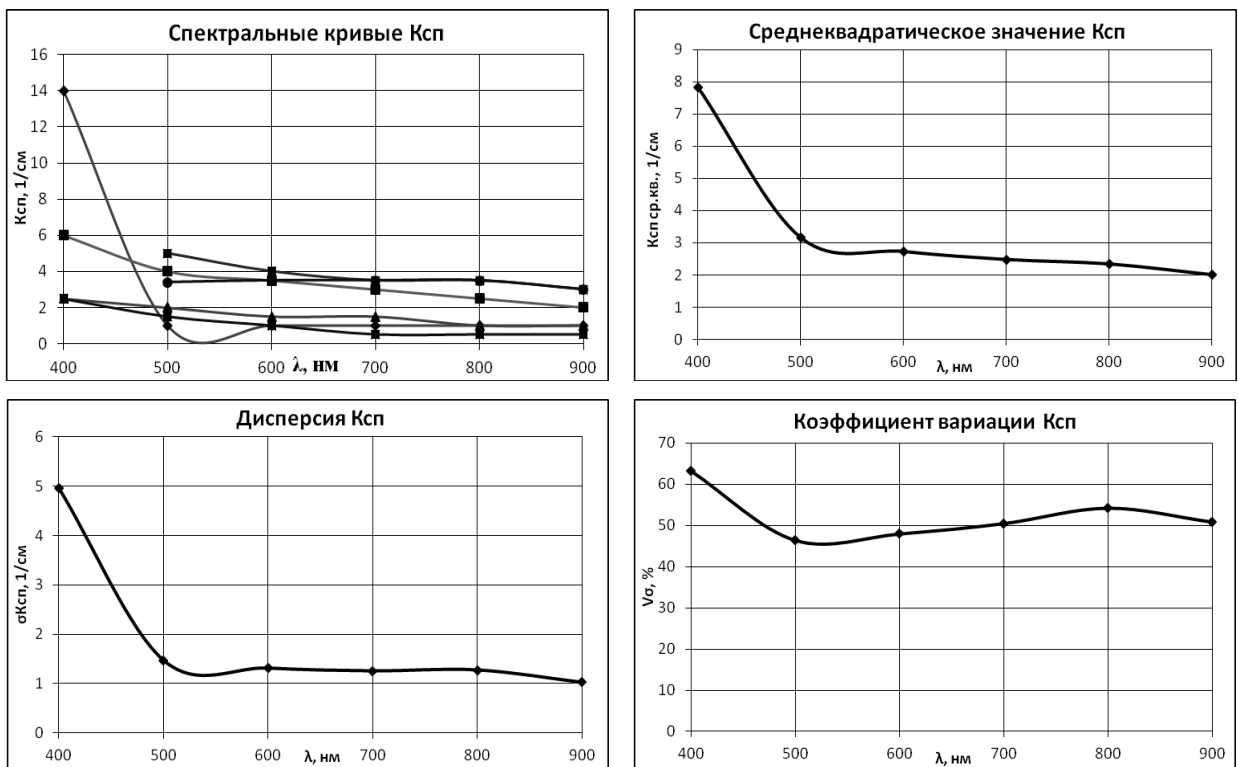


Рисунок 3. Спектральные кривые, Лебяженское месторождение, Оренбургская область

На рисунке 4 приводятся результаты лабораторных исследований пробы Баклановского месторождения, которая относится к категории экстратяжелой нефти. При ее исследовании в фотоколориметре возникает необходимость сильного растворения в органическом растворителе, так как она характеризуется повышенными значениями $K_{сп}$ до 4500 см^{-1} .

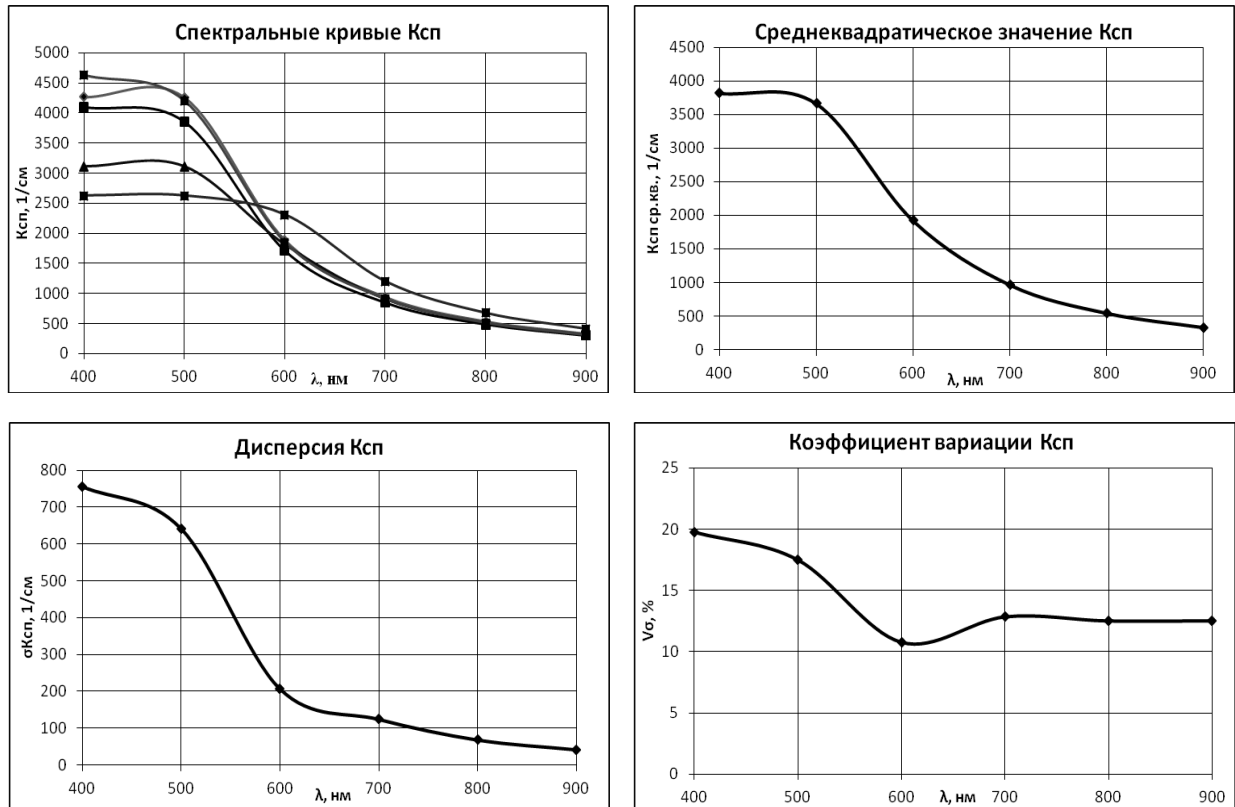


Рисунок 4. Спектральные кривые, Баклановское месторождение, Пермская область

Известно, что оптические свойства нефти сопоставляются с содержанием в нефти асфальто-смолистых углеводородов, влияющих на плотность, вязкость и другие физические характеристики нефти. Исследования различных авторов [1,2,5] доказали тесную взаимосвязь физических и оптических свойств нефти, определенных на лабораторных пробах. При этом коэффициенты аппроксимации среднеквадратического значения $K_{сп}$ и плотности, а также $K_{сп}$ и вязкости нефти, характеризующие степень их взаимосвязанности, сильно различаются в различных зонах спектра и уменьшаются с увеличением длины волны светового излучения. При этом не берутся в расчет определения

среднеквадратического $K_{сп}$ при 400 нм, так как некоторые образцы нефти полностью поглощают эту часть спектра (Баклановское, Юрия Корчагина, Дружное и другие месторождения) и измерения выходят за границы диапазона измерений оптической плотности фотоколориметра. Опытным путем установлено, что наилучшим образом коррелируются плотность, вязкости и среднеквадратические значения $K_{сп}$ светового излучения длиной волны 500 нм. При этом коэффициент аппроксимации корреляции плотности и $\overline{K_{сп}}$ составляет 0,6083 (характер зависимости имеет линейный вид), вязкости и $\overline{K_{сп}}$ - 0,5866 (характер зависимости имеет экспоненциальный вид) (рисунок 5):

$$\overline{K_{сп}} = 17,453 \cdot \rho - 14123 \quad (5)$$

$$\overline{K_{сп}} = 437,36 \cdot \ln(\mu) - 104,16. \quad (6)$$

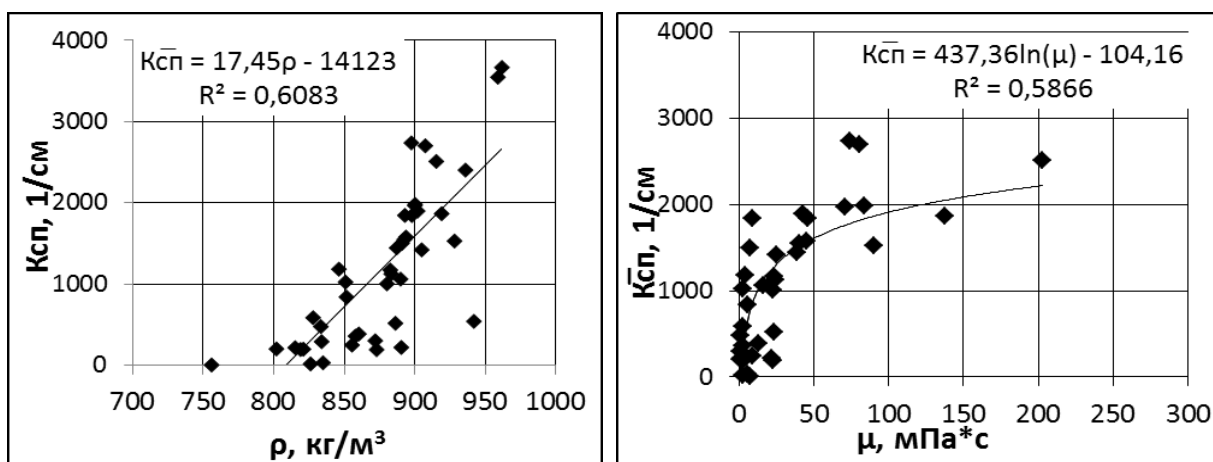


Рисунок 5. Корреляция плотности, вязкости и среднеквадратического значения $K_{сп}$ нефти при 500 нм (43 пробы, 23 месторождений)

С увеличением плотности увеличивается $K_{сп}$ нефти. Нередко более низкие коэффициенты аппроксимации данных наблюдаются для зависимостей плотности, вязкости и $\overline{K_{сп}}$ нефти отдельных классов. По характеру аппроксимации плотности и $\overline{K_{сп}}$ удалось выделить 3 класса нефти (таблица 3) – легкие, средние и тяжелые.

Таблица 3. Типизация нефти по комплексу плотность – $\overline{K_{сп}}$ (при 500 нм)

№	Плотность ρ , кг/м ³	Уравнение аппроксимации	Коэффициент аппроксимации	Класс
1	<870	$\overline{K_{сп}} = 9,2676 \cdot \rho - 7329,5$	0,2163	Легкие
2	870-920	$\overline{K_{сп}} = 46,818 \cdot \rho - 40366$	0,5859	Средние
3	>920	$\overline{K_{сп}} = 67,845 \cdot \rho - 61804$	0,5494	Тяжелые

По характеру аппроксимации вязкости и $\overline{K_{сп}}$ также можно выделить 3 класса нефти (таблица 4) – маловязкие, с повышенной вязкостью и высоковязкие.

Таблица 4. Типизация нефти по комплексу вязкость – $\overline{K_{сп}}$ (при 500 нм)

№	Вязкость μ , мПа·с	Уравнение аппроксимации	Коэффициент аппроксимации	Класс
1	1-5	$\overline{K_{сп}} = 303,72 \cdot \mu - 176,27$	0,5507	Маловязкие
2	5-30	$\overline{K_{сп}} = 65,915 \cdot \mu - 377,69$	0,9191	С повышенной вязкостью
3	>30	$\overline{K_{сп}} = 4,4635 \cdot \mu + 14588$	0,5756	Высоковязкие

Приведенные примеры показали тесную связь плотности, вязкости и оптических свойств нефти, что делает актуальной разработку мобильного устройства для измерения $K_{сп}$ и оптической плотности нефти непосредственно на устье скважины, что повысит точность и надежность оптического метода геолого-промыслового контроля разработки нефтяного месторождения [5]. Мобильное устройство автоматизированного измерения оптических свойств нефти на устье нефтедобывающей скважины (рисунок 6) включает термостойкий корпус 1, приемный 2, фотометрический 3 и выкидной 4 блоки. Приемный блок 2 включает переходное устройство (муфту) 5 для присоединения к отводу отбора проб нефти на выкидной линии скважины, клапанно-редукторный механизм (дозатор) 6 автоматического регулирования давления и расхода жидкости, подаваемой в устройство. Приемный блок включает также поглотители воды 9 и газа 10 и водяную 7 и газовую 8 камеры. Клапанные узлы 11 и 12 необходимы для регулируемого поступления жидкости и газа в камеры, а краны 13 и 14 для отбора проб. Обезвоженная и

сепарированная в приемном блоке нефть поступает в измерительный фотометрический блок, в котором предусматривается возможность автоматизированной регистрации ее оптических параметров в заданном интервале длин волн и, при необходимости, автоматизированная аппроксимация с плотностью нефти.

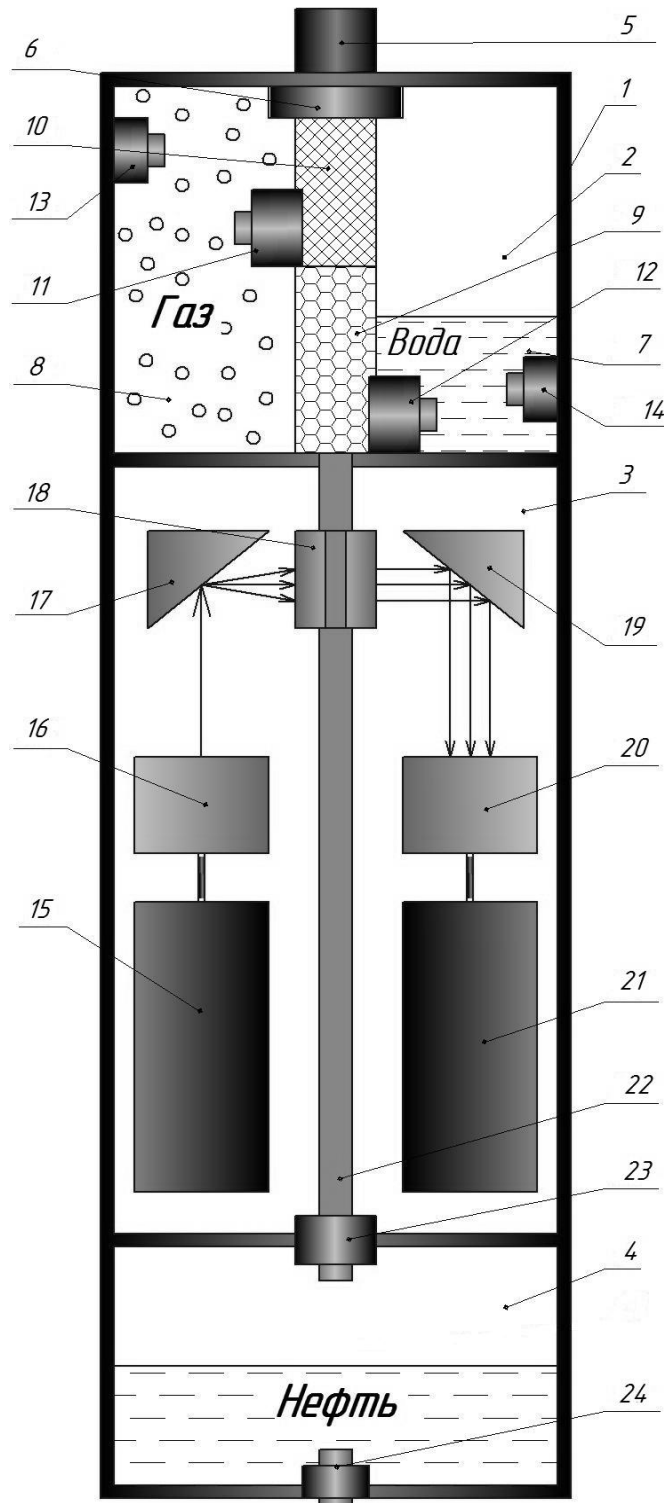


Рисунок 6. Мобильное устройство

Необходимость незначительного количества обезвоженной нефти, поскольку для определения $K_{сп}$ по методу минимизированных измерений достаточно исследовать сверхтонкую пленку, делает эту задачу вполне реализуемой. Фотометрический блок включает блок питания 15 источник светового излучения 16, свет которого проходит через монохроматор 17 для получения светового луча заданной длины волны и проходит через исследуемую нефть в прободержателе переменного сечения 18. Монохроматический свет, проходя через нефть, частично отражается и частично поглощается, а прошедшее световое излучение направляется с помощью призмы 19 в фотометрический сенсор 20, где измеряется его интенсивность. Оптические характеристики нефти определяются автоматически по отношению интенсивностей прошедшего и падающего светового излучений. Спектр используемого электромагнитного излучения имеет принципиальное значение (в лабораторных условиях обычно исследуются растворы нефти в органических растворителях). Нефти с низкой плотностью обычно отличаются низкими значениями $K_{сп}$ и поэтому нередко их исследуют без разбавления в органических растворителях в спектральном диапазоне 400-900 нм. Нефти с высокой плотностью и вязкостью необходимо исследовать в ближней инфракрасной зоне и инфракрасной зоне. Оптимальным является наличие источника в широком диапазоне электромагнитного излучения и автоматизированный выбор системой наиболее подходящего для исследуемой нефти спектрального диапазона. Принципиальным является также наличие прободержателя переменного сечения (при лабораторных измерениях соответствует рабочей длине кюветы, в которой исследуется раствор), поскольку точность определения толщины слоя исследуемой нефти влияет на точность определения оптических свойств. Разработка прободержателя, с функцией создания и исследования сверхтонкой пленки нефти, особенно в случае исследования тяжелой и экстратяжелой нефти, является актуальной задачей. В этом случае может исследоваться поток,

без разделения его на фазы, а система будет в автоматическом режиме отбраковывать данные, полученные при поступлении в прободержатель газа, воды или различных по составу смесей. Создание устройств с автоматическим определением и изменением сечения прободержателя, наиболее подходящим для определения Ксп исследуемой нефти, было бы наиболее оптимальным. Блок 21 может включать аналогово-цифровой преобразователь АЦП для перевода аналоговых измерений в цифровой вид, накопитель для длительного хранения данных и устройство передачи проводными или беспроводными методами измерений, например в электронную базу данных, содержащую постоянно-обновляющиеся сведения по свойствам нефти или другим показателям работы скважин и разработки месторождения в целом [4]. Программное обеспечение устройства должно обеспечивать выбор наиболее оптимального спектра излучения, рабочей длины прободержателя и автоматизированную аппроксимацию измеренных оптических свойств нефти в выбранном спектральном диапазоне с плотностью нефти и показателями работы скважин [2].

Выводы

В статье приведены результаты лабораторных исследований плотности, вязкости и оптической плотности нефтей из различных нефтегазоносных провинций Российской Федерации. Результаты измерений физических свойств нефти позволили установить, что согласно международным и российским классификациям распространены нефти с повышенной вязкостью и средней плотностью. Проведена типизация нефтей по комплексу оптических и физических свойств: по характеру аппроксимации плотности и $\overline{Ксп}$ выделены 3 класса нефти – легкие, средние и тяжелые; по характеру аппроксимации вязкости и $\overline{Ксп}$ выделены 3 класса нефти – маловязкие, с повышенной вязкостью и высоковязкие.

Мобильное устройство автоматизированного измерения оптических свойств нефти на устье нефтедобывающей скважины может значительно улучшить управление разработкой нефтяного месторождения, особенно в использовании с другими устройствами, например, многофазными расходомерами, позволяя в режиме реального времени получать достоверные геолого-промысловые сведения.

Список используемых источников

1 Бурханов Р.Н. Оптические свойства нефти //Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института, Альметьевск: АГНИ, 2012. Т. IX. Ч. 2. С.238-248.

2 Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. Перспективы применения оптических исследований для подсчета остаточных извлекаемых запасов нефти //Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Альметьевск: АГНИ, 2011. С.19-28.

3 Девликамов В.В., Хабибуллин З.А. Дисперсность и структурообразование у асфальтенов в нефти // Применение неньютоновских систем в добыче. Материалы симпозиума, состоявшегося в г. Уфе 20-22 июня 1968 г. М.: ВНИИОЭНГ, 1970. С. 89-99.

4 Мобильное устройство автоматизированного измерения оптических свойств нефти на устье нефтедобывающей скважины. Бурханов Р.Н., Раупов И.Р. Пат. 123455 Российская Федерация, МПК – E21B.; патентообладатель ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт», опубл. 04.07.2012. 2 с.

5 Раупов И.Р., Бурханов Р.Н., Кондрашева Н.К. Оптический метод контроля разработки месторождений углеводородов. Актуальные проблемы науки и техники. Сб. науч. тр. VI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. Уфа: Нефтегазовое дело, 2013. С. 41-43.

6 Шмойлова Р.А. Теория статистики. М.: Финансы и статистика, 2002. С.513-517.

References

1 Burkhanov R.N. Opticheskie svojjstva nefi // Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo nefljanogo instituta,. Al'met'evsk: AGNI, 2012. t. IX. Chast' 2 S.238-248. [in Russian].

2 Burkhanov R.N., Khannanov M.T. Perspektivy primenenija opticheskikh issledovanijj dlja podscheta ostatochnykh izvlekaemykh zapasov nefi //Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo nefljanogo instituta. Al'met'evsk: AGNI, 2011. S.19-28. [in Russian].

3 Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A. Dispersnost' i strukturoobrazovanie u asfal'tenov v nefi // Primenenie nen'jutonovskikh sistem v dobyche. Materialy simpoziuma, sostojavshegosja v g. Ufe 20-22 ijunja 1968 g. M.: VNIIOEhNG, 1970. S. 89-99. [in Russian].

4 Mobil'noe ustrojstvo avtomatizirovannogo izmerenija opticheskikh svojstv nefi na ust'e neftedobyvajushhej skvazhiny. Burhanov R.N., Raupov I.R. Pat. 123455 Rossijskaja Federacija, MPK – E21V.; patentoobladatel' GBOU VPO «Al'met'evskij gosudarstvennyj nefljanoj institut», opubl. 04.07.2012. 2 s. [in Russian].

5 Raupov I.R., Burkhanov R.N., Kondrasheva N.K. Opticheskijj metod kontrolja razrabotki mestorozhdenijj uglevodorodov. Aktual'nye problemy nauki i tekhniki. Sbornik nauchnykh trudov VI Mezhdunarodnoj nauchno-praktichesknoj konferencii molodykh uchenykh. Ufa: Neftegazovoe delo, 2013. S. 41-43. [in Russian].

6 Shmojjlova R.A. Teorija statistiki. M.: Finansy i statistika, 2002. S.513-517. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Раупов И.Р., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

I.R. Raupov, Postgraduate of the Chair “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI NPE National mineral resources university (University of Mines), Saint-Petersburg, the Russian Federation

e-mail: inzirrr@yandex.ru

Кондрашева Н.К., д-р техн. наук, профессор кафедры «Печных технологий и переработки энергоносителей», ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

N.K. Kondrasheva, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair of “Furnace Technology and Processing of Utilities”, FSBEI NPE National mineral resources university (University of Mines), Saint-Petersburg, the Russian Federation

e-mail: natalia_kondrasheva@mail.ru

Бурханов Р.Н., канд. геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой «Геология», проректор по научной работе, ФГБОУ ВПО Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Российская Федерация

R.N. Burkhanov, Candidate of Geologic-Mineralogical Sciences, Assistant Professor, Head of the Chair “Geology”, Pro-rector for Research, FSBEI NPE Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, the Russian Federation

e-mail: burkhanov_rn@mail.ru