

10. On Federal Target Program "Risk Reduction and mitigation of natural and man-made disasters in the Russian Federation until 2010". Russian Federation Government Resolution no. 365 of 23.04.2009. *KonsultantPlyus* [ConsultantPlus]. Available at: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=99086;dst=0;ts=0D45B5B203C396FDC9B1DC883EF6167A;rnd=0.40306270810563116>, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.

11. *Otsenka vliyaniya gruntovykh usloviy na seysmicheskuyu opasnost : metodicheskoe rukovodstvo po seysmicheskomu mikrorayonirovaniyu* [Assessing the impact of soil conditions on the seismic danger], Moscow, Nauka Publ., 1988. 224 p.

12. RSN 60-86 Engineering surveys for construction. Seismic microzoning. The norms of production of the work. Approved by the Resolution of the State Construction Committee of the RSFSR no. 59 of 10.06.1986. Moscow, MosTsGISIZ RSFSR State Committee for Construction Publ., 1986. 32 p.

13. RSN 65-87 Engineering surveys for construction. Seismic microzoning. Technical performance requirements. Approved by the Resolution the State Construction Committee RSFS no. 125 of 30.07.1987. Moscow, MosTsGISIZ RSFSR State Committee for Construction Publ., 1987. 20 p.

14. Lomnitsa Ts., Rozenblyuta E. (ed.) *Seysmicheskiy risk i inzhenernye resheniya* [Seismic risk and engineering solutions], Moscow, Nedra Publ., 1981. 375 p.

15. SNIP II-7 -81* Construction in seismic regions. Approved by the Resolution of the State Construction Committee SSR no. 94 of 15.06.1981. Moscow, APPTSIGP Publ., 1991. 50 p.

16. Eybi Dzh. A. *Zemletryaseniya* [Earthquakes], Moscow, Nedra Publ., 1982. 264 p.

СВОЙСТВА НЕФТИ СОСТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сангаджиев Мерген Максимович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Калмыцкий Государственный Университет
358000, Российская Федерация, Республика Калмыкия, г. Элиста, ул. Пушкина, 11
E-mail: smm54724@yandex.ru

Гавиров Батнасун Анатольевич, студент

Калмыцкий Государственный Университет
358000, Российская Федерация, Республика Калмыкия, г. Элиста, ул. Пушкина, 11

Лиджиев Максим Михайлович, студент

Калмыцкий Государственный Университет
358000, Российская Федерация, Республика Калмыкия, г. Элиста, ул. Пушкина, 11

Эрдниева Ольга Григорьевна, кандидат химических наук, доцент

Калмыцкий Государственный Университет
358000, Российская Федерация, Республика Калмыкия, г. Элиста, ул. Пушкина, 11
E-mail: erdnieva_og@kalmsu.ru.

Данная статья посвящена исследованию физико-химических свойств и состава нефти Состинского месторождения (скв. № 8, 9). В процессе изучения данной проблемы были выдвинуты следующие задачи: 1) исследовать основные физико-химические свойства нефти, такие как плотность, вязкость, температура застывания (используя соответствующие методики ГОСТ); 2) определить фракционный состав,

содержание воды, хлористых солей, механических примесей; 3) установить содержание смол, асфальтенов и парафина. Важнейшими показателями качества нефти являются плотность и выход фракций. Нефти скважин № 8 и № 9 Состинского месторождения относятся по плотности к типу 0 – особо легкие. Выход светлых дистиллятных фракций высок: составляет в обоих случаях более 50 %. Содержание механических примесей в норме. По содержанию хлористых солей нефть скв. № 8 относится к третьей группе (до 900 мг/дм³ ГОСТ Р 51858-2002), так как содержит достаточно большое количество хлористых солей и воды. Нефть Состинского месторождения скв. № 9 – ко второй группе (до 300 мг/дм³ ГОСТ Р 51858-2002), так как включает в себя меньшее количество воды и хлористых солей. Исследуемые пробы нефтей относятся к нефтям с повышенной вязкостью. Температура застывания высокая: +18 °С (скв. 8) и +23 °С (скв. 9). Это связано с большим содержанием в них парафинов. По содержанию смолисто-асфальтеновых веществ данные пробы относятся к смолистым нефтям. Исследуемые пробы нефтей обладают малой плотностью, большим выходом дистиллятных фракций; малым содержанием воды, хлористых солей и механических примесей; высокой вязкостью, высокой температурой застывания, высоким содержанием парафинов и достаточно высоким содержанием смол. Из них рекомендуется получать товарные бензины, дизельное топливо, нефтяные растворители, жидкий парафин, нефтяные масла, воски.

Ключевые слова; плотность, вязкость, температура застывания, фракционный состав, содержание воды, хлористые соли, механические примеси, смолы, асфальтены, парафины

PROPERTIES OF OIL OF SOSTINSKIY FIELD

Sangadzhiev Mergen M.

C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor

Kalmyk State University

11 Pushkin st., Elista, Republic of Kalmykia, 358000, Russian Federation

E-mail: smm54724@yandex.ru

Gavirov Batnasun A.

Student

Kalmyk State University

11 Pushkin st., Elista, Republic of Kalmykia, 358000, Russian Federation

Lidzhiev Maxim M.

Student

Kalmyk State University

11 Pushkin st., Elista, Republic of Kalmykia, 358000, Russian Federation

Erdnieva Olga G.

C.Sc. in Chemistry, Associate Professor

Kalmyk State University

11 Pushkin st., Elista, Republic of Kalmykia, 358000, Russian Federation

E-mail: erdnieva_og@kalmsu.ru.

This article is devoted to the study of physical and chemical properties and composition of Sostinskoe oil field (wells № 8, 9). In the process of studying this problem have been put forward following tasks: 1) explore the basic physical and chemical properties of oil, such as density, viscosity, pour point (using appropriate methodologies Standard); 2) determine the fractional composition, water content, chloride salts, mechanical impurities; 3) determine the

content of resins, asphaltenes and paraffin. The most important indicators of the quality of oil are the density and output fractions. Oil well no. 8 and no. 9 of Sostinskiy field are the density of the type 0 – particularly the lungs. The yield of light distillate fraction is high. It is in both cases more than 50 %. Content of mechanical impurities in the norm. According to the content of chloride salts of oil wells no. 8 belongs to the third group (up to 900 dm³ GOST R 51858-2002). Because it contains a fairly large amount of water and chloride salts. The oil of Sostinskiy field of wells no. 9 refers to the second group (up to 300 dm³ GOST R 51858-2002). Because it includes minimal amounts of water and chloride salts. The test samples of oils are oils of high viscosity. Pour point is high: +180 °C (well 8) and +230 °C (well 9). This is due to the high content of paraffin in them. In content resin-asphaltene substances sample data are resinous oil. The test samples of oils have a low density, high yield of distillate fractions; low water content, chloride salts and solids; high viscosity, high pour point, high paraffin content, and enough high-tar. Of these, it is recommended to receive commercial gasoline, diesel fuel, solvents, oil, liquid paraffin, petroleum oils, and waxes.

Keywords: density, viscosity, pour point, fractional composition, water content, chloride salts, mechanical impurities, resins, asphaltenes, paraffins

С развитием техники повышаются требования к ассортименту и качеству нефтей и нефтепродуктов. Поэтому качества как товарной нефти, так и продуктов ее переработки подлежат обязательному контролю. Государственная система стандартизации предусматривает следующие категории стандартов: государственные на нефтепродукты (ГОСТ), отраслевые (ОСТ), республиканские (РСТ), стандарты предприятий (ГТП), технические условия (ТУ) [1].

Относительную характеристику качества, основанную на сравнении значений показателей качества оцениваемой продукции с базовыми значениями, называют *уровнем качества*.

Определяющим показателем качества продуктов на ранних этапах развития нефтяной промышленности была плотность. В зависимости от плотности, нефти подразделяли на:

- легкие ($\rho^{15} < 0,828$);
- утяжеленные ($\rho^{15} = 0,828-0,884$);
- тяжелые ($\rho^{15} > 0,884$) [3].

В легких нефтях содержится больше бензиновых фракций, относительно мало смол и серы. Из нефтей этого типа часто вырабатывают смазочные масла высокого качества. Тяжелые нефти характеризуются высоким содержанием смол. Для того чтобы получать из них масла, необходимо применять специальные методы очистки; обработку избирательными растворителями, адсорбентами и др. Однако тяжелые нефти – наилучшее сырье для производства битумов. Классификация нефтей по плотности довольно условна. Известны случаи, когда описанные выше закономерности не подтверждались [14].

В настоящее время существуют различные классификации нефтей: по геохимическому происхождению, по физико-химическим свойствам, по фракционному и химическому составу и др. [11, 15].

Для определения единого подхода к техническим требованиям нефти, с 1 июля 2002 г. введен в действие новый ГОСТ [9]. В настоящем стандарте дается определение понятий сырой и товарной нефти. *Сырая нефть* – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого фракционного состава. Она содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса. *Товарная нефть* – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соот-

ветствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке [12].

Исследование сырых нефтей предусматривает определение следующих показателей (по действующим ГОСТам): физико-химических свойств (плотность, вязкость, температура вспышки, температура застывания, коксуемость, кислотность золы, молекулярной массы); определение количественного содержания парафинов, смол, асфальтенов, масел, серы, кислот, фенолов; разгонка на фракции; установление углеводородного состава методами газожидкостной хроматографии различных фракций; степень подготовки (по содержанию воды, механических примесей, хлористых солей) [13, 14].

Цель работы – изучение физико-химических свойств и состава нефти Состинского месторождения (скв. № 8, 9).

Исходя из поставленной цели, были выдвинуты следующие задачи:

1) исследовать основные физико-химические свойства нефти, такие как плотность, вязкость, температура застывания (используя соответствующие методики ГОСТ);

2) определить фракционный состав, содержание воды, хлористых солей, механических примесей;

3) установить содержание смол, асфальтенов и парафина.

Важнейшими показателями качества нефти являются плотность и выход фракций. Для определения типа исследуемой нефти по плотности и выходу фракций необходимо пользоваться технической классификацией приведенной в таблице 1 [9]. Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

Определение плотности нефти проводили пикнометрическим методом – это наиболее точный метод определения плотности нефти (погрешность составляет $\pm 0,0001$) [5].

Таблица 1

Норма для нефти типа ГОСТ Р 51858-2002

| Наименование параметра | Норма для нефти типа ГОСТ Р 51858-2002 | | | | |
|---|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Плотность ρ_4^{20} кг/м ³ | не более 830,0 | 830,1–850,0 | 850,1–870,0 | 870,1–895,0 | более 895,0 |
| Выход фракций от н.к. до 200 °С, % | не менее 30 | не менее 27 | не менее 21 | – | – |
| Выход фракций до 300 °С, % | не менее 52 | не менее 47 | не менее 42 | – | – |
| Выход фракций до 350 °С, % | не менее 62 | не менее 57 | не менее 53 | – | – |

Плотность нефти скв. № 8 составила $\rho_4^{20} = 0,8045$ кг/м³, а скв. № 9 – $\rho_4^{20} = 0,8131$ кг/м³. Согласно технологической классификации, нефти подразделяют на 5 групп:

- особо легкая (ρ^{20} не более 0,8300);
- легкая (ρ^{20} от 0,8301 до 0,8500);
- средняя (ρ^{20} от 0,8501 до 0,8700);
- тяжелая (ρ^{20} от 0,8701 до 0,8950);

- битуминозная (ρ^{20} свыше 0,8950);

Нефти скважин № 8 и № 9 Состинского месторождения относятся по плотности к типу 0 – особо легкие.

Фракционную перегонку нефти проводили при атмосферном давлении на аппарате типа АРНС-1Э [3]. В колбу вводили 50 мл исследуемой нефти при 20 ± 3 °С. Перегонку вели со скоростью 4–5 мл в 1 мин. В процессе перегонки записывали объем стекающего дистиллята через каждые 10 °С, начиная со 100 °С и до конца кипения.

Выход светлых дистиллятных фракций высок: составляет в обоих случаях более 50 %. Из данной нефти можно получать достаточно большое количество топлива как для карбюраторных, так и для дизельных двигателей.

Выход фракций исследуемой нефти составил:

скв. № 8:

- бензиновая, собранная от температуры начала кипения до 140 °С – 10,7 %;
- лигроиновая – от 140 °С до 180 °С – 9,8 %;
- керосиновая – от 180 °С до 240 °С – 11 %;
- дизельная (газойль и соляровый дистиллят) – от 240 °С до 360 °С – 20,4 %;

скв. № 9:

- бензиновая, собранная от температуры начала кипения до 140 °С – 14,2 %;
- лигроиновая – от 140 °С до 180 °С – 9,9 %;
- керосиновая – 180 °С до 240 °С – 14,7 %;
- дизельная (газойль и соляровый дистиллят) – от 240 °С до 360 °С – 27,9 %.

Результаты определения типа нефти по плотности и выходу фракций приведены в таблице 2.

Таблица 2

Определения типа нефти по плотности и выходу фракций

| Наименование параметра | Экспериментальные данные | | тип нефти ГОСТ Р 51858-2002 | | | |
|---|--------------------------|----------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | скв. № 8 | скв. № 9 | 0 | 1 | 2 | 3 |
| Плотность ρ_4^{20} кг/м ³ | 0,8263 | 0,8232 | не более 830,0 | 830,1–850,0 | 850,1–870,0 | 870,1–895,0 |
| Выход фракций от н.к. до 200 °С, % | 23,3 | 28,9 | не менее 30 | не менее 27 | не менее 21 | – |
| Выход фракций до 300 °С, % | 49,5 | 51,2 | не менее 52 | не менее 47 | не менее 42 | – |
| Выход фракций до 350 °С, % | 51,9 | 66,7 | не менее 62 | не менее 57 | не менее 53 | – |

По показателю плотности нефти относятся к типу 0. Но по выходу фракций нефть скважины № 9 относится к типу I, а нефть скважины № 8 – к типу 3. Таким образом, нефть скважины № 8 относится к типу 3, нефть скважины № 9 – к типу I.

Степень подготовки исследуемой нефти по группе мы определяли по ГОСТ Р 51858–2002 (табл. 3).

Таблица 3

Норма для нефти группы ГОСТ Р 51858-2002

| Наименование показателя | Норма для нефти группы ГОСТ Р 51858-2002 | | |
|--|--|--------------|--------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Массовая доля воды, % | не более 0,5 | не более 0,5 | не более 1,0 |
| Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ | не более 100 | не более 300 | не более 900 |
| Массовая доля механических примесей, % | не более 0,05 | | |

Как видно из таблицы, важнейшими показателями качества нефти являются содержание воды, механических примесей и хлористых солей. Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

Определение содержания воды проводили на приборе АКОВ-10 [4]. Данные приведены в таблице 4. Обе пробы относятся к группе 1. Содержание воды низкое. Установление содержания механических примесей в нефти осуществляли весовым способом [6]. Данные приведены в таблице 4. Содержание механических примесей в норме. Группа нефти 1.

Содержание хлористых солей определяли по ГОСТ 21534-76, методом индикаторного титрования: с индикатором дефинилкарбазидом, водной вытяжки нефти азотнокислой 0,005моль/дм³ ртутью [8]. Данные приведены в таблице 4. По содержанию хлористых солей нефть скв. № 8 относится к третьей группе, скв. № 9 – ко второй группе [9].

Классификация исследуемой нефти по степени подготовки по группам на содержание в них воды, хлористых солей и механических примесей приведена в таблице 4.

Таблица 4

Классификация исследуемой нефти по группы

| № скв. | Содержание воды, % | Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ | Массовая доля механических примесей, % | Норма для нефти группы ГОСТ Р 51858-2002 |
|--------|--------------------|--|--|--|
| 8 | 0,3 | 398,6312 | 0,0496 | 3 |
| 9 | 0,25 | 284,861 | 0,0350 | 2 |

Нефть Состинского месторождения скв. № 8 относится к типу 3, так как содержит достаточно большое количество хлористых солей и воды. А нефть скв. № 9 – к типу 2. Содержит меньшее количество воды и хлористых солей.

Другими важнейшими показателями свойств нефти являются вязкость, температура застывания, содержание смол, асфальтенов и парафинов. Результаты исследований приведены в таблице 5.

Таблица 5

Результаты исследования физико-химических свойств

| Номер скв. | Динамическая вязкость, η, мПа*с | Температура застывания t, °С | Содержание смол, X, % | Содержание асфальтенов, А, % | Содержание парафинов, Р, % |
|------------|---------------------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| 8 | 5,24 | +18 | 5,456 | 1,926 | 12,5 |
| 9 | 6,97 | +23 | 5,218 | 1,745 | 14,2 |

Кинематическую вязкость определяли с помощью капиллярного стеклянного вискозиметра типа ВПЖ-1 [2]. С помощью кинематической вязкости рассчитали динамическую. Динамическая вязкость исследуемой нефти $\eta = \nu_t + \rho_4^t$.

Все нефти, по динамической вязкости при 20 °С, подразделяются на 3 класса:

- с малой вязкостью (менее 5 мПа*с);
- повышенной (5-30 мПа*с);
- высокой (более 30 мПа*с).

Исследуемые пробы нефтей относятся к нефтям с повышенной вязкостью.

Определение температуры застывания проводили в соответствии с ГОСТ 20287-74 [7]. Температура застывания высокая: +18 °С (скв. № 8) и +23 °С (скв. № 9), что связано с большим содержанием в них парафинов.

Определение содержания асфальтенов, смол и парафина осуществляли методом поэтапного экстрагирования данных веществ селективными растворителями на аппарате Сокслета [10]. Результаты определения содержания асфальтенов и смол в исследуемой нефти в граммах приведены в таблице 5.

По содержанию смолисто-асфальтеновых веществ нефти условно делят на три группы:

- малосмолистые – до 5 %;
- смолистые – от 5 % до 15 %;
- высокосмолистые – более 15 %.

Рассматриваемые пробы относятся к смолистым нефтям.

По содержанию парафина нефти делятся на 3 вида:

П₁ – малопарафиновые (не выше 1,5 %);

П₂ – парафиновые (от 1,51 % до 6,0 %);

П₃ – высокопарафиновые (более 6 %).

По содержанию парафинов нефть Состинского месторождения скв. № 8 и скв. № 9 относится к типу П₃ – высокопарафинистые.

Исследуемые пробы нефтей обладают малой плотностью, большим выходом дистиллятных фракций; малым содержанием воды, хлористых солей и механических примесей; высокой вязкостью, высокой температурой застывания, высоким содержанием парафинов и достаточно высоким содержанием смол. Из них рекомендуется получать товарные бензины, дизельное топливо как первичного происхождения, так и вторичного (после каталитического крекинга), нефтяные растворители, жидкий парафин, нефтяные масла, воски.

Список литературы

1. Богомолов А. И. Химия нефти и газа / А. И. Богомолов, А. А. Гайле, В. В. Громова. – Ленинград : Химия, 1981. – 448 с.
2. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости. – Взамен ГОСТ 33-66 ; введен 1983-01-01. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1982. – 8 с.
3. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – Взамен ГОСТ 2177-82 ; введен 2011-01-01. – Минск : Межгосударственный стандарт, 2003. – 25 с.
4. ГОСТ 2477-65. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – Взамен ГОСТ 1044-41 и ГОСТ 2477-44; введен 1966-01-01. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1965. – 7 с.
5. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – Взамен ГОСТ 3900-47; введен 1987-01-01. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1986. – 37 с.
6. ГОСТ 6370-59. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – Взамен ГОСТ 6370-59; введен 1984-01-01. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1983. – 7 с.

7. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. – Взамен ГОСТ 20287-74; введен 1992–01–01. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1991. – 14 с.
8. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. – Взамен ГОСТ 2401-62; введен 1977–01–01. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1976. – 11 с.
9. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введен 2002-07-01. – Москва : Межгосударственный стандарт, 2001. – 16 с.
10. ОСТ 39-112-80. Нефть. Типовое исследование свойств пластовой нефти. Объем исследования. Форма представления результатов. – Введен 1981–07–01. – Москва : Отраслевой стандарт, 1981. – 18 с.
11. Поконова Ю. В. Химия высокомолекулярных соединений нефти / Ю. В. Поконова. – Ленинград : Издательство Ленинградского государственного университета, 1980. – 179 с.
12. Сергиенко С. Р. Высокомолекулярные соединения нефти / С. Р. Сергиенко. – Москва : Химия, 1964. – 540 с.
13. Смидович Е. В. Технология переработки нефти и газа / Е. В. Смидович. – Москва : Химия, 1968. – 368 с.
14. Эрдниева О. Г. Физико-химические исследования нефтей и нефтепродуктов : в 2-х ч. / О. Г. Эрдниева, Л. Х. Сангаджиева, Ч. М. Бадмаев. – Элиста : Калмыцкий государственный университет, 2012. – Часть 1. – 116 с.
15. Эрих В. Н. Химия и технология нефти и газа / В. Н. Эрих. – Ленинград : Химия, 1977. – 424 с.

References

1. Bogomolov A. I., Gayle A. A., Gromova V. V. *Khimiya nefiti i gaza* [Chemistry of oil and gas], Leningrad, Khimiya Publ., 1981. 448 p.
2. GOST 33-82. Petroleum products. Method for determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic. Instead of GOST 33-66, introduced 1983–01–01. Moscow, Union State Standard SSR Publ. 8 p.
3. GOST 2177-99. Petroleum products. Methods for determining the fractional composition. Instead of GOST 2177-82, introduced 2011–01–01. Minsk, Interstate standard Publ., 2003. 25 p.
4. GOST 2477-65. Oil and petroleum products. Method for determination of water content. Instead of GOST 1044-41 and GOST 2477-44, introduced 196–01–01. Moscow, State Standard of the USSR Publ., 1965. 7 p.
5. GOST 3900-85. Oil and petroleum products. Methods for determining the density. Instead of GOST 3900-47, introduced 1987–01–01. Moscow, State Standard of the USSR Publ., 1986. 37 p.
6. GOST 6370-59. Petroleum, petroleum products and additives. Method for determination of mechanical impurities. Instead of GOST 6370-59, introduced 1984–01–01. Moscow, State Standard of the USSR Publ., 1983. 7 p.
7. GOST 20287-91. Petroleum products. Methods for determining the fluidity and solidification temperature. Instead of GOST 20287-74, introduced 1992–01–01. Moscow, State Standard of the USSR Publ., 1991. 14 p.
8. GOST 21534-76. Oil. Methods for determination of chloride salts. Instead of GOST 2401-62, introduced 1977–01–01. Moscow, State Standard of the USSR Publ., 1976. 11 p.
9. GOST R 51858-2002. Oil. General specifications. Introduced 2002–07–01. Moscow, Interstate standard Publ., 2001. 16 p.
10. OST 39-112-80. Oil. Model study of the properties of reservoir oil. Volume of research. The presentation of results. Introduced 01–07–1981. Moscow, The Industry Standard Publ., 1981. 18 p.
11. Pokonova Yu. V. *Khimiya vysokomolekulyarnykh soedineniy nefiti* [Chemistry of high-molecular compounds of oil], Leningrad, Leningrad State University Publ. House, 1980. 179s.
12. Sergienko S. R. *Vysokomolekulyarnye soedineniya nefiti* [High-molecular compounds of oil], Moscow, Khimiya Publ., 1964. 540 p.
13. Smidovich Ye. V. *Tekhnologiya pererabotki nefiti i gaza* [Technology of processing of oil and gas], Moscow, Khimiya Publ., 1968. 368 p.
14. Erdnieva O. G., Sangadzhieva L. Kh., Badmaev Ch. M. *Fiziko-khimicheskie issledovaniya neftey i nefteproduktov* [Physical and chemical studies of oil and oil products], Elista, Kalmyk State University, 2012, part 1. 116 p.
15. Erikh V. N. *Khimiya i tekhnologiya nefiti i gaza* [Chemistry and technology of oil and gas], Leningrad, Khimiya Publ., 1977. 424 p.