

УДК 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЯ ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**RESEARCH OF LIGHT ABSORPTION COEFFICIENT
OF ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS OF PRODUCING
WELLS GAS-CONDENSATE FIELD**

Щербаков Г.Ю., Петухов А.В., Поступов А.В.

**ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет
«Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация**

G.Y. Shcherbakov, A.V. Petukhov, A.V. Postupov

**FSBEI NPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg,
the Russian Federation**

E-mail: Yegor_sherbakov@mail.ru

Аннотация. При добыче нефти серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин нефтепромыслового оборудования и внутрипромысловых трубопроводов, является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО).

Их формирование приводит к снижению производительности скважин и нарушению технологических режимов их эксплуатации. Сегодня в области борьбы с АСПО ведутся работы по двум основным направлениям: предупреждение (замедление) образования этих отложений и их удаление. В данной работе освещается один из наиболее эффективных методов удаления: химический с применением реагентов растворителей, подбор которых производят, учитывая тип отложений.

В традиционной практике определение типа отложений является трудоемким и длительным процессом, в связи с чем, необходимо создание новых экспресс методов исследования химического состава АСПО.

В статье представлены результаты исследований оптических свойств асфальтеносмолопарафиновых отложений. Представлена методика определения типа отложений, позволяющая повысить качество подбора реагентов растворителей. Продемонстрированы зависимости интенсивности образования отложений от их состава, который можно определять по коэффициенту светопоглощения нефти и на основе этого не только подбирать эффективный растворитель, но и изучать воздействие этого растворителя на АСПО с получением важных зависимостей.

Полученные в процессе исследований зависимости позволили разработать экспресс методику оперативного определения типа АСПО в скважинах и подбирать для них подходящий растворитель. Результаты исследований могут быть использованы для повышения эффективности химических методов борьбы с АСПО в процессе эксплуатации осложненных скважин газоконденсатнонефтяных месторождений.

Abstract. Serious problems affecting oil production, causing complications in oil wellbores, in oil field equipment and pipeline communication is the formation of asphalt, resin, and paraffin deposits.

Their formation reduces the overall performance of the system of exploitation and violation of operating practices. Today, in the area of asphaltenes deposits, resins and paraffin, our scientific research and work is based on two different directions: prevention (i.e. slowing down) deposits and their removal. In this paper, we consider one of the most effective methods of disposal: chemical reagents with the use of solvents, the selection of which produce, given the type of deposits.

In traditional practice, the definition of the type of deposits is laborious and a time-consuming process, and therefore, it is necessary to create new methods for studying the chemical composition of the asphalt, resin, and paraffin deposits.

The article presents the results of research studies of the optical properties of asphalt, resin, and paraffin deposits. It also presents a methodology determining the type of deposits, improves the quality of selection of reagents and solvents. The relationship of the building-up deposits' intensity on their composition, which can be determined by light absorption coefficient of oil, and based on this fact that it is possible not to only choose effective solvent, but also to study the impact of the solvent on the asphalt, resin, and paraffin deposits for obtaining important dependencies, is vividly demonstrated in this work.

The results, which were obtained in the research process of such relationships and dependents, are allowed to develop rapid method of determining the type of operational asphalt, resin, and paraffin deposits in the wells and to choose their suitable solvent. The research results can be used to improve the efficiency of chemical control methods for organic deposits during the exploitation of complicated oil, gas and condensate fields.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, коэффициент светопоглощения, растворитель, интенсивность.

Key words: asphalt, resin, and paraffin deposits, light absorbance, solvent, count rate.

В настоящее время при добыче нефти в общем балансе разрабатываемых объектов преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки. Наблюдается значительное ухудшение структуры остаточных запасов, высокая обводненность продукции, изменение термобарических условий, что способствует возникновению различных осложнений в процессе эксплуатации скважин, в том числе, образование АСПО. Проблемы сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и повышение надежности эксплуатации скважин становятся в таких условиях все более актуальными [4].

Сегодня в области борьбы с АСПО ведутся работы по двум направлениям: предупреждение (замедление) и их удаление. Для снижения влияния и удаления, образующихся в скважинах и пласте асфальтеносмолопарафиновых отложений, применяются различные агенты растворители [5]. Выбор наиболее подходящего реагента происходит, исходя из состава отложений, условий их образования. Качество подбора растворителя играет важнейшую роль в борьбе с образованием этих высокомолекулярных отложений, от того насколько эффективно будет действовать выбранный реагент зависит успешность проводимых мероприятий по химическому удалению АСПО [4,7,8].

Асфальтеносмолопарафиновые отложения в зависимости от содержания асфальтенов, смол и парафинов принято подразделять на три типа [3]:

- 1) асфальтовый – отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол меньше единицы $P/(A+C) < 1$;
- 2) парафиновый – отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол больше единицы $P/(A+C) > 1$;
- 3) смешанный – отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол близко к единице $P/(A+C) \sim 1$, где P , A и C – содержание (массовое) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Зная массовое содержание каждого из трех компонентов можно судить о типе отложений. В лабораторной практике для изучения химического состава нефти и нефтепродуктов в дополнение к химическим методам анализа часто исследуют такие оптические свойства, как цвет, коэффициент (показатель) преломления, светопоглощения, оптическая активность, молекулярная рефракция и дисперсия [2,6]. Важным достоинством оптических методов исследований является то, что для их проведения не требуется сложного и громоздкого лабораторного

оборудования. Изучение отобранных образцов АСПО можно проводить в непосредственной близости от скважины.

Авторами доклада проводились исследования оптических свойств АСПО, отобранных непосредственно из осложненных добывающих скважин, а также приготавливались лабораторные модели АСПО различного типа. При этом использовалась методика многократных измерений оптической плотности и расчета коэффициента светопоглощения, которая включала отбор и подготовку проб скважинных отложений, лабораторные измерения их оптической плотности и коэффициентов светопоглощения ($K_{СП}$), а также интерпретацию полученных лабораторных данных.

Фотометрические способы измерения основаны на сравнении поглощения при пропускании света эталонными (раствор сравнения) и исследуемыми растворами. Коэффициент поглощения фотометрируемым раствором измерялся с помощью спектрофотометра.

При пропускании света через слой вещества его интенсивность уменьшается. Уменьшение интенсивности является следствием взаимодействия световой волны с частицами (атомами и молекулами) вещества, в результате которого часть световой энергии передается веществу.

К оптическим свойствам нефти относят цвет, который определяется содержанием асфальтеносмолистых веществ (АСВ). В то же время, содержание АСВ будет влиять и на $K_{СП}$ – с увеличением содержания асфальтенов и смол коэффициент светопоглощения будет увеличиваться.

Лабораторные эксперименты на начальном этапе включали в себя исследование состава АСПО в чистом виде по методу Маркуссона. Методика заключалась в том, что на первом этапе навеска АСПО массой 10 г переносилась в колбу, после чего к ней добавляли 40-кратный объем петролейного эфира. Колба нагревалась в течение 30 минут на колбонагревателе с обратным холодильником, содержимое не доводилось

до кипения и отстаивалось в темном месте в течение 16 часов. После этого содержимое фильтровалось через заранее взвешенный фильтр синяя лента, а фильтрат собирался в отдельную колбу. На фильтре оставались такие высокомолекулярные компоненты как асфальтены, карбены, карбоиды, смолы и парафины. Парафины отделялись с помощью промывки горячим петролейным эфиром. Таким образом, с помощью данной методики были получены исходные компоненты АСПО, которые затем использовались для приготовления моделей, с различным содержанием парафинов, смол и асфальтенов в соответствии с классификацией выделения трех типов. В приготовленных моделях комплексный параметр, определяющий отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол, имел следующие значения: 0,5; 0,9; 1; 1,1 и 1,5.

Для определения коэффициента светопоглощения и оптической плотности применялся спектрофотометр UNICO-1201. В качестве растворителя использовался четыреххлористый углерод. Измерения оптической плотности и коэффициента светопропускания растворов нефти производились в монохроматическом свете длиной волны от 320 до 1000 нм. Коэффициент светопоглощения исследуемого раствора нефти рассчитывался из соотношения Бугера-Ламберта-Бера:

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

где: C – концентрация нефти в растворе, дол. ед.; l – рабочая длина кюветы, см; $K_{сп}$ – коэффициент светопоглощения раствора, см^{-1} .

Зависимость коэффициента светопоглощения от длины волны для модели смешанного типа показана на рисунке 1.

На следующем этапе проводилась статистическая обработка данных, и были получены значения отклонений. Методика многократных измерений заключается в неоднократных исследованиях коэффициента светопоглощения растворов нефти в заданном диапазоне волн.

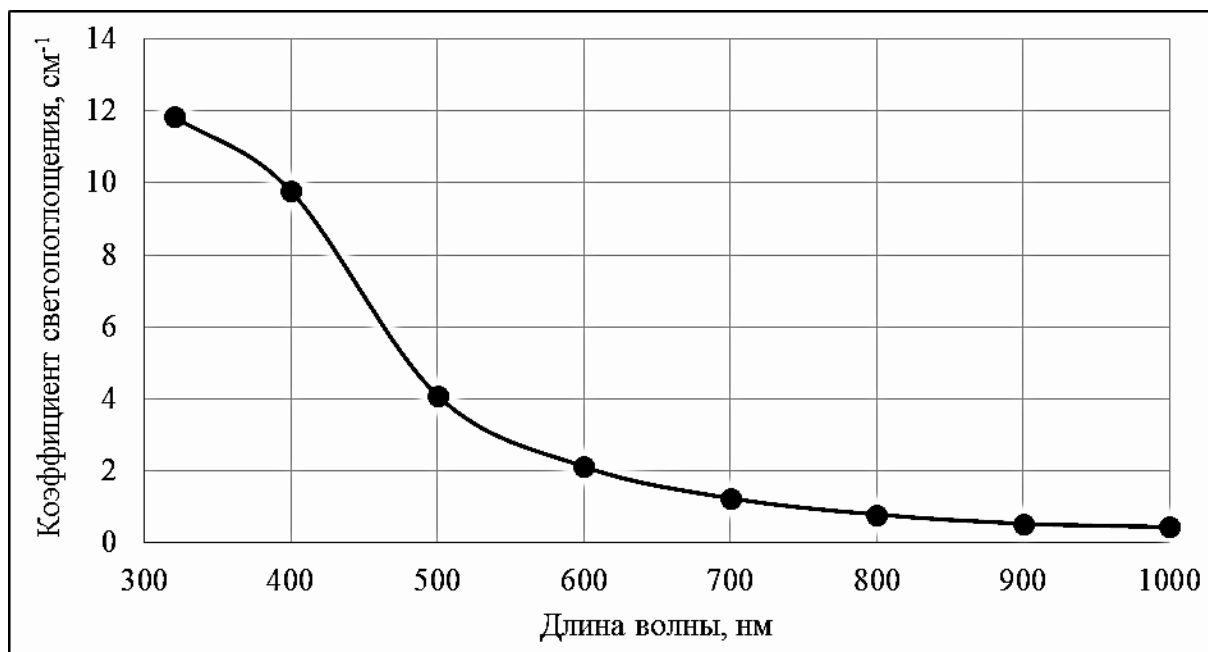


Рисунок 1. Зависимость коэффициента светопоглощения от длины волны для модели смешанного типа АСПО

Это позволило применить основные положения и формулы математической статистики для обработки лабораторных данных [9].

Были проведены исследования оптических свойств, приготовленных моделей АСПО с различным комплексным параметром. Установлено, что с увеличением данного параметра происходит снижение коэффициента светопоглощения во всем исследуемом диапазоне длин волн, так как происходит снижение содержания асфальтено-смолистых веществ [1]. На рисунке 2 представлен график изменения $K_{сп}$ в различных типах нефти при длине волны 500 нм. Пунктирными линиями обозначены зоны, характеризующие различные типы АСПО.

Полученные зависимости могут быть использованы для оперативного определения типа АСПО в осложненных добывающих скважинах. Проведя аналогичные исследования для образцов АСПО из осложненных скважин, можно получить аналогичные зависимости для разрабатываемого месторождения.

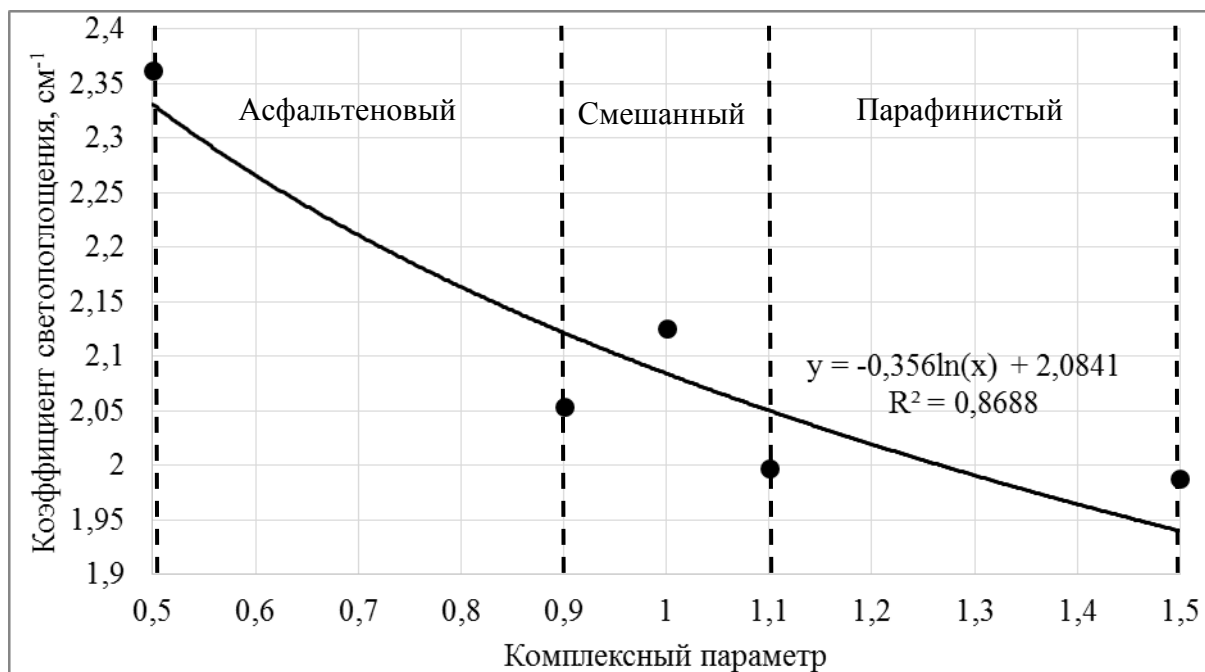


Рисунок 2. Зависимость коэффициента светопоглощения от типа нефти при длине волны 600 нм

Таким образом, используя предлагаемую методику, можно осуществлять постоянный мониторинг изменения компонентного состава АСПО и в соответствии с этим подбирать, наиболее эффективный метод борьбы с ними на промысле.

Также были проведены исследования на установке «холодный стержень», который позволяет оценить интенсивность выпадения АСПО на металлической поверхности. В установке имеется четыре сосуда, в которые помещались: в первый – нефть (в качестве контрольной пробы); во второй, третий и четвертый – различные растворители при одной и той же концентрации.

Метод основан на образовании АСПО из нефти на охлаждаемых металлических трубках, с последующим их подогревом путем пропускания горячего теплоносителя и определения количества выкристаллизовавшегося парафина взвешиванием на лабораторных весах.

Стержни перед погружением в нефть обезжиривались хлороформом, затем обрабатывались *n*-гептаном для создания условия отложения АСПО на стержнях.

Ватные диски перед удалением отложившихся на стержнях отложений высушивались и доводились до постоянной массы.

Температура «холодного» стержня выбиралась в соответствии с изменением температуры на стенке НКТ в реальных эксплуатируемых скважинах. При этом исследования проводились в диапазоне температур ниже температуры насыщения нефти парафином и выше температуры застывания нефти. Температура водяной бани для нагрева исследуемого объема нефти поддерживалась выше температуры кристаллизации АСПО.

Время тестирования, установленное по динамике накопления АСПО, составляло 4 часа, по истечении этого времени стержни вынимались из ячеек и оставлялись в поднятом положении в течение 20 минут для того, чтобы нефть могла с них стечь.

Проведение исследований по описанной выше методике «холодного стержня» позволило получить зависимость изменения коэффициента светопоглощения исследуемой нефти от интенсивности отложений асфальтенов, смол и парафинов на стержне (рисунок 3).

Полученные данные свидетельствуют о том, что те образцы нефти, при изучении которых наблюдалась наибольшая интенсивность отложений, испытывали на себе наименьшее влияние агента растворителя, что в свою очередь подтверждается оптическими исследованиями. Те образцы нефти, в которых наблюдалась наибольшая интенсивность отложений имеют наибольшее значение коэффициента светопоглощения. Таким образом, полученные зависимости позволяют оценивать эффективность применения растворителя для удаления АСПО.

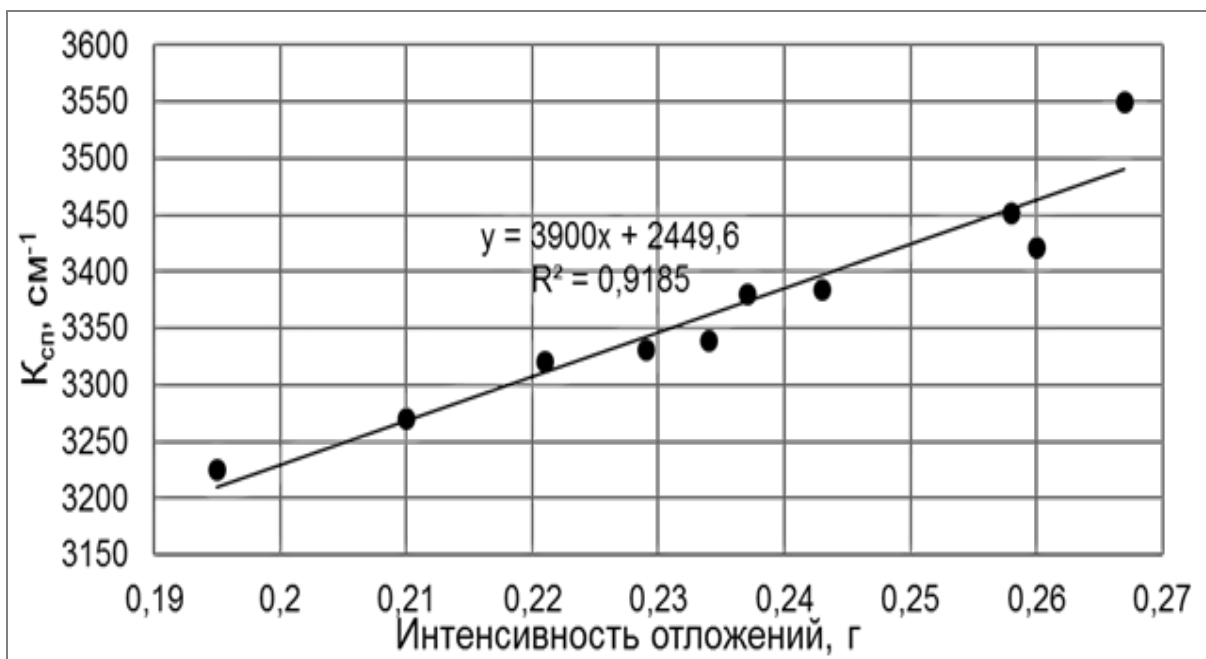


Рисунок 3. Зависимость коэффициента светопоглощения от интенсивности отложений

Таким образом, зависимости, полученные в ходе экспериментов, позволили разработать методику, позволяющую определять тип АСПО и оценивать эффективность применяемых растворителей для их удаления в процессе эксплуатации скважин. Результаты исследования могут быть использованы для повышения эффективности химических методов борьбы с АСПО.

Выводы

1 Установленные зависимости оптических свойств нефти от содержания в ней асфальтенов, смол, парафинов и интенсивности выпадения АСПО позволяют оперативно определять тип АСПО.

2 Полученные зависимости позволяют оценивать эффективность применения углеводородных растворителей для очистки скважинного оборудования и призабойной зоны пласта от АСПО.

Список используемых источников

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

2 Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 159 с.

3 Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с.

4 Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений/ Ибрагимов Н.Г. [и др.]. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 240 с.

5 Иванова Л.В., Кошелев В.Н. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы// Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2011. № 2. С. 257-268. URL: http://ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_3.pdf

6 Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. № 3. С. 48-49.

7 Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.

8 Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. № 6. С.19-24.

9 Щербаков Г.Ю., Бурханов Р.Н. Закономерности изменения оптических свойств нефти при разработке нефтеносного пласта // Материалы научной сессии студентов АГНИ по итогам 2012 года. Альметьевск: АГНИ, 2012. Ч. 1. С. 135-137.

References

- 1 Burhanov R.N. Opticheskie svoystva nef'tji (Optical properties of oil)// Uchenie zapiski Almet'evskogo gos. nef'tjanogo instituta, Almet'yevsk: AGNI, 2012 T. 9 ch. 2. S. 238-248. [in Russian].
- 2 Devlikamov V.V., Markhasin I. L., Babalyan G. A. Opticheskie metodi kontrol'ya za razrabotkoi nef'tjanih mestorojdeniy. M.: Nedra, 1970. 159 s. [in Russian].
- 3 Ibragimov G.Z., Sorokin V.A., Hisamutdinov N.I. Himicheskie reagent dlja dobichi nef'tji: Spravochnik. M.: Nedra, 1986. 240 s. [in Russian].
- 4 Ibragimov N.G., Tronov N.G., Gus'kova I.A. Teoria i praktika metodov bor'bi s organicheskimi otlojeniami na pozdnei stadii razrabotki nef'tyanih mestorojdeniy. M.: Neftyanoe khozyaistvo, 2010. 240 s. [in Russian].
- 5 Ivanova L.V. Koshelov V.N. Udalenie asfaltosmoloparafinovih otlojeniy raznoi prirodi // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2011. 12 p. URL: http://ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_3.pdf [in Russian].
- 6 Uchet osobennostei obrazovaniya asfal'tosmoloparafinovyx otlozhenii na pozdnei stadii razrabotki nef'tyanykh mestorozhdenii/ Kayumov M.Sh., [I dr.] Neftyanoe khozyaistvo, 2006, Issue 3. S. 48-49. [in Russian].
- 7 Mar'in V.I., Akchurin V.A., Demakhin A.G. Khimicheskie metody udaleniya i predotvrashcheniya obrazovaniya ASPO pri dobyche nef'ti: analiticheskii obzor. Saratov: "Kolledzh", 2001. 156 s. [in Russian].
- 8 Sharifullin A.V. Mekhanizm udaleniya nef'tyanykh otlozhenii s primeneniem kompozitsionnykh sostavov. Tekhnologii nef'ti i gaza, 2007, Issue 4, S. 45-50. [in Russian].
- 9 Sherbakov G.Y. Burhanov R.N. Zakonomernosti izmeneniya opticheskikh svoystv nef'tji pri razrabotke nef'tjenosnogo plasta // Materialji nauchnoi sessii studentov AGNI po itogam 2012 goda. Chast1. Almet'yevsk: AGNI, 2012. S. 135-137. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Щербаков Г.Ю., аспирант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

G.Y. Shcherbakov, Post-Graduate Student of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg, the Russian Federation

e-mail: Yegor_sherbakov@mail.ru

Петухов А.В., д-р геол.-минерал. наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

A.V. Petukhov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg, the Russian Federation

Поступов А.В., студент группы ДГ-11, ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

A.V. Postupov, Student of Group DG-11 FSBEI HPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg, the Russian Federation