ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРА АММИАЧНОЙ СЕЛИТРЫ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

THE STUDY OF AMMONIUM NITRATE SOLUTION'S EFFECT ON THE PERMEABILITY OF CARBONATE ROCKS

В данной работе проведены исследования и представлены результаты экспериментов по повышению нефтеотдачи пластов с помощью бинарной смеси, содержащей аммиачную селитру. Рассмотрено влияние водного раствора аммиачной селитры на проницаемость карбонатных горных пород. В качестве рабочих жидкостей в эксперименте использовались 60 %-й водный раствор селитры и модель пластовой воды. Опыты проводились на установке по определению относительных фазовых проницаемостей ПИК-ОФП/ЭП-3.

В ходе эксперимента для пяти стандартных образцов керна были определены основные коллекторские свойства, а именно: газопроницаемость, открытая пористость по воде, карбонатность, объемная и минералогическая плотность. Также для них были определены проницаемости по модели пластовой воды и по водному раствору аммиачной селитры.

Были исследованы свойства 60 %-го раствора аммиачной селитры (вязкость и плотность) в зависимости от температуры.

Результаты исследования показали, что проницаемость керна при фильтрации раствора селитры значительно выше, чем при фильтрации модели пластовой воды. Это превышение более чем в два раза. Возрастание проницаемости зависит от состава карбонатной породы. Чем больше карбонатность породы, тем больше будет отношение проницаемости по селитре к проницаемости по воде. Таким образом, при введении аммиачной селитры в пласт горной породы с течением времени проницаемость будет расти, что подтверждают результаты фильтрации в первый и второй день.

In this paper, research was done and the results of the experiments in enhanced oil recovery by means of using binary mixture that contains ammonia nitrate were presented. The effect of ammonium nitrate solution on the permeability of carbonate rock was considered. By way of test fluid in the experiments, we used 60 % ammonium nitrate solution and reservoir water. The experiments were conducted on the unit (PIK-OF/EP-3) which identifies relative permeability.

During the experiment we identified main reservoir properties for 5 standard core samples, such as: gas permeability, porosity, carbonate content, volume and matrix density. Also, the permeability of the samples was measured separately utilizing reservoir water and ammonium nitrate solution.

The properties of a 60 % solution of ammonium nitrate (viscosity and density) were studied as a function of temperature.

The results of the study showed that the permeability of the core during filtration of solution of ammonium nitrate is much higher than in the filtration of the reservoir water through samples. This ratio was more than two times. The increase in permeability depends on the composition of the carbonate rock. The greater the carbonate content of the rock, the greater the ratio of permeability of solution of ammonium nitrate to reservoir water. Thus, with continuous penetration of ammonium nitrate to formation rock, the permeability will increase. It was confirmed by the results of filtration during the first and second day.

**Григорьев Б. В.,
Кузина О. А., Морев В. А.**
Тюменский государственный
университет, г. Тюмень,
Томский политехнический
университет, г. Томск,
Российская Федерация

**B. V. Grigoriev,
O. A. Kuzina, V. A. Morev**
Tyumen State University, Tyumen,
Tomsk Polytechnic University,
Tomsk, Russian Federation

Ключевые слова:
повышение нефтеотдачи,
фильтрация, керн, бинарные смеси,
аммиачная селитра, проницаемость
горной породы.

Key words:
enhanced oil recovery, filtration, core,
binary mixtures, ammonium nitrate,
rock permeability.

Введение

В настоящее время приоритетным направлением развития научно-технического прогресса в области освоения залежей высоковязких нефтей и битумов, безусловно, является создание и внедрение комбинированных технологий, учитывающих конкретную геолого-промысловую характеристику разрабатываемых объектов и расширяющих область применения различных вариантов теплового воздействия.

Комбинированные технологии можно также назвать физико-химическими, т. к. они предполагают воздействие на пласт не только физическими полями (тепловыми или волновыми), но и химиче-

скими реагентами. В результате такого комбинированного воздействия, как правило, достигается синергетический эффект благодаря тому, что разные виды воздействий усиливают действие друг друга. В основе большинства таких технологий при разработке залежей высоковязких нефтей лежит тепловое воздействие на пласт [5, 7].

Особое место среди них занимает метод закачки бинарных смесей. В результате химической реакции между компонентами в пласте происходит выделение тепла, которое повышает температуру пласта и снижает вязкость высоковязких и битумных нефтей, а также сопровождается выделением огромного количества газа азота

и кислорода, что приводит в движение пластовый флюид и снижает его вязкость [1, 8].

Бинарные смеси — это жидкие растворы химических реагентов (например, органические и неорганические виды селитры), которые закачиваются по двум отдельным каналам и реагируют при встрече в зоне продуктивного пласта под давлением, создаваемым самой реакцией. Основные преимущества использования бинарных смесей для прогрева пласта заключаются в следующем:

- технология бинарных смесей пригодна для извлечения нефти из любого пласта практически без увеличения его обводненности;

- бинарные смеси закачивают в нагнетательные скважины в ненагретом состоянии и поэтому они могут пройти до любой глубины без потери тепла в коммуникациях. Необходимость в термоизолированных трубах отсутствует [6, 8].

Важным моментом этого метода является оценка проницаемости раствора при движении в породе, что напрямую отражает радиус и глубину проникновения смеси в пласт и вытекающий из этого полезный эффект. По этой причине важно располагать данными о проницаемости породы для раствора, его вязкости, плотности при различных температурах. В лабораторных условиях в отсутствие взрывозащищенного оборудования разумнее проводить эксперименты и определять параметры для основного компонента бинарной смеси — 60 %-го раствора аммиачной селитры. Процесс растворения кристаллической селитры в воде сопровождается эндотермической реакцией, что сказывается на растворимости и в случае изначально низкой температуры растворителя в ходе процесса, это может остановить реакцию при околонулевых температурах и снизить объемы растворимого агента. Это требует дополнительного подогрева растворителя — воды, при растворении больших объемов селитры.

В ходе работы были проведены эксперименты по определению проницаемостей карбонатных горных пород при фильтрации через них водного раствора аммиачной селитры при создании горного пластового давления.

Аммиачная селитра при контакте с карбонатной породой разлагает ее. При этом скорость разложения при одной и той же температуре зависит от времени контакта, давления и общей карбонатности [2].

Разложение карбоната кальция под действием аммиачной селитры можно представить следующим уравнением реакции [2]:

При повышении давления, что всегда имеет место в пластовых условиях, углекислый аммоний $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ разлагается с выделением газообразных аммиака и углекислого газа

При этом за счет разложения породы происходит увеличение проницаемости низкопроницаемых пропластков. Выделяющиеся газы способствуют понижению вязкости пластовой нефти. Одновременно ионы кальция в составе $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ вступают в реакцию с сульфат-ионами пластовой воды с образованием гипса, который осаждается на заполненных пластовой водой порах, трещинах, каналах и тем самым происходит выравнивание фронта вытеснения нефти. И, наконец, выделяющийся при разложении карбоната аммония углекислый газ способствует понижению вязкости пластовой нефти. Все это в конечном счете способствует повышению нефтеотдачи низкопроницаемых карбонатных коллекторов. Основываясь на данном эффекте, был разработан патент [3], в котором селитра использовалась как один из основных компонентов. Еще одним примером положительного эффекта от внедрения аммиачной селитры является работа по увеличению притока метана из пластов угля [4].

В работе [12] рассмотрены вопросы совершенствования технологии термогазохимического воздействия на призабойную зону для повышения продуктивности скважин. Были проведены серии экспериментов, в которых исследовалось влияние температуры, концентрации солей и присутствия катализатора на скорость реакции. Бинарная смесь представляла собой водный раствор двух неорганических солей: нитрата аммония и нитрата натрия.

В работах Е. Н. Александрова [8–10] рассмотрены результаты повышения нефтеотдачи пластов с помощью бинарных смесей, содержащих неорганическую (аммиачную) и органическую (моноэтанолламиннитрат) селитры и инициаторы их разложения. Расчеты и масштабный промысловый эксперимент показали, что технология бинарных смесей может стать альтернативой известной паротепловой технологии в процессах стимулирования добычи нефти.

Институт биохимической физики РАН несколько усовершенствовал метод использования бинарных смесей и применил его на скважинах № 1242 и № 3003 Усинского месторождения (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») — были проведены опытные испытания технологии по закачке бинарных смесей. Суммарный дебит скважин вырос более чем в 10 раз, а коэффициент продуктивности увеличился более чем в 6 раз [10].

В 2012 г. в лаборатории ТТДН и ЗК-2 ОАО «Белкаменнефть» проводились исследования по теплотворной способности бинарной смеси растворов нитрата аммония (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2) [11]. При смешении 48 %-го раствора нитрата аммония и 44 %-го раствора нитрита натрия в любых соотношениях, но без добавления соляной кислоты, растворы смесей устойчивы при длительном хранении (до семи суток), не происходит выделения опасных или вредных газообразных веществ (O_2 , NO , NO_2 , N_2O и т. п.). Предлагаемый способ

Таблица 1.

Основные характеристики образцов

Лабораторный номер образца	Массовое содержание кальцита, %	Массовое содержание доломита, %	Общая карбонатность образца, %	Массовое содержание нерастворимого остатка, %	Открытая пористость по воде, K_n , %	Газопроницаемость параллельно напластованию, $K_{пр}$, мД	Объемная плотность, г/см ³	Минералогическая плотность, г/см ³
1	56,5	0,7	57,2	42,8	13,6	25,03	2,30	2,67
2	52,4	20,2	72,6	27,4	14,2	43,78	2,31	2,69
3	56,5	0,7	57,2	42,8	16,4	35,22	2,21	2,64
4	82,8	1,7	84,5	15,5	20,5	30,47	2,13	2,68
5	86,4	3,9	90,2	9,8	13,9	26,22	2,30	2,67

подразумевает закачку в призабойную зону пласта смеси насыщенных водных растворов аммиачной селитры и нитрита натрия.

Однако данная технология требует опытно-промышленного испытания для последующего ее совершенствования и изучения.

Экспериментальная часть

В качестве рабочих жидкостей в эксперименте использовались 60 %-й раствор селитры и модель пластовой воды. Опыты проводились на установке по определению относительных фазовых проницаемостей ПИК-ОФП/ЭП-3. В качестве пористой среды использовались керны, представляющие собой образцы карбонатной породы длиной 32,6–32,8 мм и диаметром 30 мм. Поровый объем образцов находится в интервале 2,9–4,6 см³.

Краткая литологическая характеристика образцов:

1. Известняк темно-бурый мелко-тонкозернистый, нефтенасыщенный, с намывами углисто-глинистого материала;
2. Известняк темно-бурый доломитизированный, мелкозернистый до тонко-мелкозернистого, нефтенасыщенный, с частыми включениями карбонатизированной органики, с намывами и линзочками глинистого материала;
3. Известняк органогенный темно-бурый, мелко-тонкозернистый, нефтенасыщенный, с намывами глинистого материала;
4. Известняк темно-бурый тонко-мелкозернистый нефтенасыщенный, органогенный;
5. Известняк серый мелкозернистый до тонко-мелкозернистого, органогенный, с включениями и намывами черного углисто-глинистого материала, с единичной мелкой линзочкой глинистого материала.

Подготовка образцов к экспериментам (экстракция, отмывка, сушка) проводилась в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». Насыщение подготовленных образцов моделью пластовой воды проводилось в течение 48 ч.

Газопроницаемость образцов определялась согласно ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» на приборе для определения абсолютной газопроницаемости «Дарсиметр».

Пористость образцов определялась в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 «Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением».

Определение карбонатности образцов горных пород осуществлялось манометрическим методом (измерение давления углекислого газа, выделяющегося при взаимодействии исследуемой породы с раствором соляной кислоты) с использованием установки «Карбонатометр КМ-05М». Определение карбонатности образцов проводилось в автоматическом режиме по алгоритму, заложенному в программном обеспечении прибора. В таблице 1 представлены результаты, полученные данными методами.

В качестве рабочих жидкостей выбраны модель пластовой воды и водный раствор аммиачной селитры. Выбор аммиачной селитры (NH₄NO₃) в качестве одной из рабочих жидкостей помимо всего прочего подкрепляется тем фактом, что раствор селитры разлагает карбонатную породу. Модель пластовой воды готовилась растворением в дистиллированной воде хлористого натрия (NaCl). Минерализация модели пластовой воды составила 20 г/л. Массовая доля аммиачной селитры 60 %. Вязкость рабочих жидкостей определялась в широком диапазоне температур на вибрационном вискозиметре марки SV-10 фирмы AND. Плотность рабочих жидкостей измерялась на вибрационном измерителе плотности жидкости ВИП-2МР компании «Термекс».

Результаты проведенных исследований

В ходе эксперимента были определены коллекторские свойства стандартных образцов керна. Основные характеристики образцов приведены в таблице 1. Также для них были определены проницаемости по модели пластовой воды и по водному раствору аммиачной селитры. Расчет коэффициента проницаемости пород-коллекторов при фильтрации пластовой воды и раствора аммиачной селитры производился по формуле

$$K = \frac{\mu \cdot l \cdot Q}{\Delta P \cdot S}, \quad (3)$$

где K — коэффициент проницаемости, Д;

μ — динамическая вязкость при условиях фильтрации, Па·с;

l — длина образца, см;

Q — расход профильтрованной воды, см³/с;

ΔP — перепад давления на образце между входом и выходом, атм.;

S — площадь поперечного сечения образца, см².

Результаты эксперимента приведены в таблице 2.

По результатам исследования видно, что проницаемость керна при фильтрации раствора селитры значительно выше, чем при фильтрации модели пластовой воды. Это превышение более чем в два раза. Через образец № 2 селитра прокачивалась не последовательно, а с разрывом в два дня. По сравнению с проницаемостью по пластовой воде проницаемость по селитре увеличилась в 2,34 раза. Однако из-за разрыва в два дня вместо дальнейшего увеличения проницаемости наблюдалось ее уменьшение. Вероятнее всего это произошло вследствие кристаллизации селитры в поровом пространстве образца, что и привело к уменьшению эффективной пористости и проницаемости. Из этого можно предположить, что если

бы фильтрация происходила непрерывно, увеличение проницаемости было бы больше.

Внешний вид образцов после проведения экспериментов приведен на рисунке 1. Видно, что из порового пространства кернов выделилась селитра, и чем дольше образец после эксперимента находился на воздухе, тем больше он покрывался кристаллической корочкой из селитры.

Можно полагать, что в отсутствии фильтрации селитра способна выделяться из раствора в порах горной породы, в особенности при колебаниях температуры. Это предположение подкрепляется экспериментами по определению вязкости раствора, когда в ряде случаев при интенсивном охлаждении кристаллы начинали выпадать в осадок при 12–14 °С, а не при 3–4 °С, как ожидалось.

В ходе эксперимента были исследованы свойства водного 60 %-го раствора аммиачной селитры в зависимости от температуры. Ниже приведен график зависимости плотности раствора селитры от температуры. Из графика на

Таблица 2.

Коэффициенты проницаемости кернов по модели пластовой воды и по селитре

№	K_v , мД	K_{c1} , мД	K_{c2} , мД	Увеличение проницаемости, K_{c1} / K_v	Увеличение проницаемости, K_{c2} / K_v	K_{c2} / K_{c1}
1	5,7	12,2	13,9	2,14	2,44	1,14
2	14,3	33,4	27,7	2,34	1,94	0,83
3	25,1	64,8	67,0	2,58	2,7	1,04
4	16,4	42,3	45,2	2,58	2,76	1,07
5	9,4	24,8	29,4	2,64	3,13	1,19

Примечания: K_v — коэффициент проницаемости по пластовой воде; K_{c1} — коэффициент проницаемости по водному раствору аммиачной селитры в первый день фильтрации; K_{c2} — коэффициент проницаемости по водному раствору аммиачной селитры во второй день фильтрации.

Рисунок 1.

Изображение образцов после эксперимента

Рисунок 2.

Зависимость плотности от температуры для 60 %-го раствора селитры

рисунке 2 видно, что с увеличением температуры плотность раствора аммиачной селитры уменьшается линейно.

Важным параметром исследований была вязкость полученного раствора и её температурная зависимость. Всего было проведено семь опытов по измерению вязкости. В двух из них селитра закристаллизовалась. Это указывает на неоднозначность поведения раствора при различных режимах подвода и отвода тепла, что доказывает график на рисунке 3, где эксперимент начался охлаждением раствора до 2 °С, что вызвало активное выделение кристаллов из раствора. Из-за этого вязкость скачкообразно увеличилась в сотни раз. График одного из них приведен на рисунке 3. Результаты остальных пяти опытов приведены на рисунке 4.

На рисунке 4 показаны результаты пяти экспериментов по определению вязкости 60 %-го раствора аммиачной селитры. В большинстве случаев перед экспериментом раствор готовился заново с точным дозированием дистиллированной воды и кристаллической селитры, однако, результаты показали, что не удается добиться высокой воспроизводимости данных, разброс составляет 18 %.

Из графиков на рисунке 4 видно, что наблюдается двукратное снижение вязкости при возрастании температуры в интервале от 2 до 70 °С. Характерной особенностью экспериментов являлось то, что наблюдалось увеличение вязкости селитры при температуре в пределах 56–70 °С.

Рисунок 3.

Зависимость вязкости от температуры для 60 %-го раствора селитры во время кристаллизации раствора

Рисунок 4.

Зависимость вязкости от температуры для 60 %-го раствора селитры: 1, 2 — охлаждение раствора; 3, 4, 5 — нагревание раствора

Это может быть связано с особенностями кристаллической решетки селитры или иными причинами.

Выводы

При фильтрации аммиачной селитры через образцы керна наблюдается увеличение проницаемости. Возрастание проницаемости зависит от состава карбонатной породы. Для кернов с большей карбонатностью отношение проницаемости по пластовой воде к проницаемости по селитре будет больше. Так, для образца № 5 с общей кар-

бонатностью 90,2 % увеличение проницаемости в первый день фильтрации селитры составило 2,64 раза, во второй — 3,13; по сравнению с образцом № 1, где в первый день отношение проницаемостей составило 2,14; а во второй — 2,44. Таким образом, при введении аммиачной селитры в пласт горной породы с течением времени проницаемость будет расти, что подтверждают результаты фильтрации в первый и второй день экспериментов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Инновационные российские технологии: от метрологии к увеличению нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 16–18.

2 Состав для вытеснения нефти из пласта / А. М. Салихов, Н. Г. Вагизов, В. И. Зайцев, Ф. М. Саттарова, Р. Н. Дияшев: пат. 1572092 Рос. Федерация, № 4486213/03; заявл. 23.09.88; опубл. 30.10.94.

3 Состав для изоляции высокопроницаемых интервалов пласта / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева: пат. 2094606 Рос. Федерация. № 95118896/03; заявл. 08.11.95; опубл. 27.10.97. Бюл. № 30.

4 Гончаров Е. В. Результаты экспериментов по разработке термोगазохимического способа интенсификации притока метана из пластов угля и перспективы его внедрения. М.: ООО «Горная книга», 1999. С. 231–234.

5 Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегион. науч.-техн. конф. / под ред. Н. Д. Цахада. Ухта: УГТУ. 2010. 235 с.

6 Урсегов С. О., Тараскин Е. Н. Комплекс инновационных технологий для совершенствования разработки пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы науч.-техн. конф. Ухта: УГТУ. 2010. С. 19–23.

7 Рузин Л. М. Комбинированные технологии разработки залежей высоковязких нефтей. Ухта. 2007. 244 с.

8 Александров Е. Н., Александров П. Е., Варфоломеев С. Д. Технология добычи нефти на выработанных месторождениях на основе реакции бинарных смесей // Деловой журнал. Точка опоры. 2013. № 168. С. 15.

9 Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей / Е. Н. Александров, Н. М. Кузнецов, С. Н. Козлов, Ю. Г. Серкин, Е. Е. Низова // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 3. С. 154–159.

10 Стимулирование добычи нефти продуктами реакции бинарных смесей (БС) как альтернатива технологиям, обводняющим нефтяной пласт / Е. Н. Александров, С. Д. Варфоломеев, В. Ю. Лиджи-Горяев, А. Л. Петров // Деловой журнал. Точка опоры. 2012. №159. С.4–5.

11 Применение бинарных смесей на месторождениях с высоковязкими нефтями / Д. В. Таушканов,

А. Л. Натаров, Ю. В. Федоров, С. Ю. Борхович // Наука и образование в XXI веке: теория, практика, инновации: сб. тр. междунар. науч.-практ. конф. В IV ч. М.: «АР-Консалт», 2014. Ч. III. 167 с.

12 Кинетика химических реакций при термोगазохимическом воздействии на призабойную зону водными растворами бинарных смесей / В. Е. Вершинин, М. В. Вершинина, В. Б. Заволжский, Ю. А. Ганькин, Р. А. Идиятуллин, В. А. Соснин, А. С. Зимин, А. Н. Лищук // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 114–117.

REFERENCES

1 Innovative russian technologies: from metrology to increasing oil recovery. *Neftyanoye khozyaystvo — Oil Industry*, 2016, no. 3, pp. 16-18. [in Russian].

2 Salikhov A. M., Vagizov N. G., Zaytsev V. I., Sattarova F. M., Diyashev R. N. *Sostav dlya vytesneniya nefi iz plasta* [Composition for the displacement of oil from the seam]. Patent RF, no. 1572092, 1994. [in Russian].

3 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A. *Sostav dlya izolyatsii vysokopronitsayemykh intervalov plasta* [Composition for the isolation of high permeability intervals of the reservoir]. Patent RF, no. 95118896/03, 1997. [in Russian].

4 Goncharov E. V. *«VNIMI» Rezul'taty eksperimentov po razrabotke termogazokhimicheskogo sposoba intensifikatsii pritoka metana iz plastov uglya i perspektivy yego vnedreniya*. «VNIMI» Results of experiments on the development of a thermogas-chemical method for the intensification of methane inflow from coal seams and the prospects for its introduction]. Moscow, «ООО Горная Книга» Publ., 1999, pp. 231–234. [in Russian].

5 Tskhadaya N. D. [Problems of development and operation of high-viscosity oil and bitumen deposits]. *Materialy mezhregion. nauch.-tekhn. konf.* [Proc. interregional. sci.-tech. conf.]. Ukhta, USTU Publ., 2010, 235 p. [in Russian].

6 Ursegov S. O. Taraskin E. N. [A complex of innovative technologies for improving the development of the Permian-Carboniferous deposit of the Usinskoye deposit]. *Materialy nauch.-tekhn. konf. «Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey i bitumov»* [Proc. sci.-tech. conf. «Problems of development and operation of high-viscosity oil and bitumen deposits»]. Ukhta, USTU Publ., 2010, pp.19–23. [in Russian].

7 Ruzin L. M. *Kombinirovannyye tekhnologii razrabotki zalezhey vysokovyazkikh neftey* [Combined

technologies for developing deposits of high-viscosity oils]. Ukhta, 2007. 244 p. [in Russian].

8 Alexandrov E. H., Alexandrov P. E., Varfolomeev S. D. Technology of oil production on the developed deposits on the basis of the reaction of binary mixtures. *Delovoy zhurnal. Tochka opory — Business Journal*. Point of support, 2013, no. 168, p. 15. [in Russian].

9 Aleksandrov E. N., Kuznetsov N. M., Kozlov S. N., Serkin Yu. G., Nizova E. E. Extraction of hard-to-recover and non-recoverable oil reserves using binary mixtures technology. *Georesursy — Georesources*, 2016, vol. 18, no.3, pp. 154–159. [in Russian].

10 Aleksandrov E. N., Varfolomeev S. D., Lidzhi-Goriaev V. Yu., Petrov A. L. Stimulation of oil production by reaction products of binary mixtures (BM) as an alternative to technologies that water the oil reservoir. *Delovoy zhurnal. Tochka opory — Business Journal*. Point of support, 2012, no. 159, pp. 4–5. [in Russian].

11 Taushkanov D. V., Natarov A. L., Fedorov Yu. V., Borkhovich S. Yu. [Application of binary mixtures in fields with high viscosity oil]. *Sbornik trudov mezhdunar. nauch.-prakt. Konf «Nauka i obrazovaniye v XXI veke: teoriya, praktika, innovatsii». V IV chastyakh, ch. III*. [Proc. Intern. sci.-pract. conf. «Science and Education in the 21st Century: Theory, Practice, Innovation». In IV parts, p. III]. Moscow, «AR- Konsalt» Publ., 2014, 167 p. [in Russian].

12 Vershinin V. E., Vershinina M. V., Zavolzhsky V. B., Gankin Yu. A., Idiatullin R. A., Sosnin V. A., Zimin A. S., Lishchuk A. N. Kinetics of chemical reactions under thermal-gas-chemical action on the bottom-hole zone by aqueous solutions of binary mixtures. *Neftyanoye*

khozyaystvo — Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 114–117. [in Russian].

Григорьев Б. В., доцент, зав. кафедрой экспериментальной физики и нанотехнологий Физико-технического института ФГАОУ ВО «ТюмГУ», г. Тюмень, Российская Федерация

B. V. Grigorev, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Head of the Chair «Experimental Physics and Nanotechnology», Institute of Physics and Technology, FSAEI HE «Tyumen State University», Tyumen, Russian Federation

e-mail: raskatov_@mail.ru

Кузина О. А., аспирант, ведущий инженер кафедры механики многофазных систем Физико-технического института ФГАОУ ВО «ТюмГУ», г. Тюмень, Российская Федерация

O. A. Kuzina, Post-graduate Student, Lead Engineer of the Chair «Mechanics of Multiphase Systems», Institute of Physics and Technology, FSAEI HE «Tyumen State University», Tyumen, Russian Federation

e-mail: Alleinig418@yandex.ru

Морев В. А., магистр, ФГАОУ ВО «ТПУ», г. Томск, Российская Федерация

V. A. Morev, Master, FSAEI HE «Tomsk Polytechnic University», Tomsk, Russian Federation

e-mail: viktmorev@rambler.ru