

УДК 622.276.58:66.069.85

**ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННОЙ СИСТЕМЫ, СТАБИЛИЗИРОВАННОЙ
НАНОРАЗМЕРНОЙ ДОБАВКОЙ, ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКА
ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**APPLICATION OF THE FOAMING SYSTEM STABILIZED
BY NANO-SIZED ADDITIVE TO INCREASE THE TERM
OPERATION OF DEPOSITS**

Яркеева Н.Р., Шафиков И.И.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

N.R. Yarkeeva, I.I. Shafikov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

Аннотация. Большинство разрабатываемых месторождений России находятся на поздней стадии разработки, поэтому все более остро встает вопрос экономической целесообразности их дальнейшей эксплуатации. Одной из технологий, позволяющей не только вернуться на прежний уровень добычи, но и превзойти его, является применение на месторождениях стабилизированной наноразмерными добавками пенной системы.

Технология с применением стабилизированных наноразмерными добавками пенных систем, закачиваемых в добывающие и нагнетательные скважины, позволяет увеличить сроки разработки месторождения на несколько лет за счет снижения обводненности скважинной продукции, а также способствует увеличению межремонтного периода работы скважины. Пенные системы способствуют уменьшению солеотложения, снижению скорости образования коррозионных участков, а также процессу отделения нефти от воды.

Abstract. Most of the developed fields in Russia are at a late stage of development, therefore, the question of the economic feasibility of their further exploitation is becoming ever more acute. One of the technologies that allows not only to return to the previous level of production, but also to exceed it, is the use of a foam-stabilized system with nanoscale additives.

The technology with the use of foam systems stabilized by nanoscale additives, injected into production and injection wells, allows to increase the development time of the field by several years due to a decrease in the well production well, and also contributes to an increase in the well overhaul period. Foam systems contribute to the reduction of scaling, reducing the rate of formation of corrosive sites, as well as the process of separating oil from water.

Ключевые слова: оптимизация, пенные системы, нефтяные месторождения, обводненность, скважина, наноразмерные добавки

Key words: optimization, foam systems, oil deposits, water cut, well, nanoscale additives

Одним из потенциально выгодных способов дальнейшей эксплуатации месторождений становится применение установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). Однако этот способ не идеален и имеет некоторые недостатки. Существует множество причин, оказывающих влияние на работу УЭЦН, включая структуру скважины (наклонная, горизонтальная) и процессы, происходящие в пласте (повышение температуры с ростом глубины, набухание глин, образование водонефтяных эмульсий и др.). Осложнения приводят к сильному падению общей производительности УЭЦН, поэтому важными становятся изучение технологий, позволяющие улучшить рабочие параметры насоса [1].

Причины, приводящие к падению общей производительности скважин, разрабатываемых УЭЦН, можно разделить на две категории:

- *геологические* – отложение солей и парафинов, а также механических примесей в жидкости и т.д.;

- *технологические* – факторы, зависящие от структуры скважины или УЭЦН, такие как диаметр эксплуатационной колонны, искривление скважин, конструкция звеньев УЭЦН и т.д.

Нефть ввиду своей химической структуры предрасположена к формированию эмульсий. Кроме того, этому содействуют песок и глина, добываемые вместе с водой и нефтью. Вязкость и стабильность эмульсии обуславливаются дисперсностью водонефтяной смеси, а УЭЦН считается отличным диспергатором. Поэтому во время течения жидкости через колеса насоса появляются эмульсии вязкостью в несколько десятков раз выше вязкости нефти. Данный факт крайне отрицательно сказывается на эффективности работы насоса, так как чтобы продвинуть дальше высоковязкую структуру, расходуется куда больше энергии, нежели на менее вязкую.

Еще одним осложнением выступает высокоминерализованная пластовая вода, способствующая мощному корродированию оборудования, труб и сильному солеотложению в звеньях насоса [2]. Это вызвано высокой коррозионной активностью пластовой воды. Совокупность влияния высокоминерализованной воды и электрического тока влечет за собой возникновение электрохимической коррозии металла. Вдобавок к этому, если на забое скважины низкое давление, то происходит быстрое солеотложение в рабочих органах насоса [3].

Газ тоже относится к числу вредных факторов, оказывающих большое влияние на работу УЭЦН. Когда он проникает в действующие части насоса, возникают газовые каверны, приводящие к снижению энергообмена между жидкостью и рабочим колесом.

В извлекаемой жидкости содержатся разного рода механические примеси. В их число входят продукты обрушения пласта, механические частицы, занесенные с поверхности. Такие небольшие частички породы

поступают в насос совместно с жидкостью и вызывают истирание рабочих колес насоса.

Ввиду указанных осложнений на новом месторождении НГДУ «Мурлиннефть» было принято решение о применении технологии, основанной на использовании стабилизированных наноразмерными добавками пенных систем в роли барьеров, сдерживающих подъем нефтеводяного контакта и позволяющих уменьшить пескопроявления в неустойчивых газонефтяных коллекторах.

Геологический разрез района представлен терригенными песчанистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Породы фундамента, по данным бурения сверхглубокой скважины 4, вскрыты на глубине, превышающей 4300 м.

Объект разработки характеризуется последней, завершающей стадией. Снижаются темпы текущих отборов нефти, обводненность достигла 81 %. Фонд действующих скважин с 2016 г. стал резко снижаться и достиг 40 % от общего количества. Разработка данного месторождения становилась все менее рентабельной, было принято решение о модернизации и изменении режимов работы электроцентробежных насосов, установленных в добывающих скважинах, с помощью пенных систем.

Структуры, управляемые наноявлениями на контакте «вода – нефть», обеспечивают высоковязкостные свойства при небольших затратах поверхностно-активных веществ, уменьшая подвижность фаз в высокопроницаемых дренах при закачивании пен в нагнетательные скважины. Во время перемещения пены из призабойной зоны в пласт, где давление заметно ниже забойного, нефтяные ячейки пены возрастают в объеме и закрывают дрены фильтрации, в которые они попали [4]. Присутствие поверхностно-активных веществ и нефти в пенной структуре не понижает скорость капиллярной пропитки в блок, как это происходит в случаях использования загущающих воду технологий. Благодаря этому

пенная система удовлетворяет требованиям технологии поддержания пластового давления (ППД).

При использовании пенных систем происходит выравнивание профиля приемистости и возрастание охвата пласта воздействием, так как пена проникает в высокопроницаемые интервалы. В добывающих скважинах при этом происходит уменьшение обводненности, поскольку пена как гидрофильная система поступает в водопроницающие дрены, что уменьшает продвижение воды к добывающим скважинам [5].

При закачке пены в добывающие скважины они тампонируют водоотдающие интервалы. Фактически в нагнетательных скважинах оторочка пены представляет собой подвижный пенный барьер для закачиваемой воды, а в добывающих – неподвижный барьер [6].

Схема пласта до применения пенных систем представлена на рисунке 1. Образование пены в пласте после применения пенных систем показано на рисунке 2.

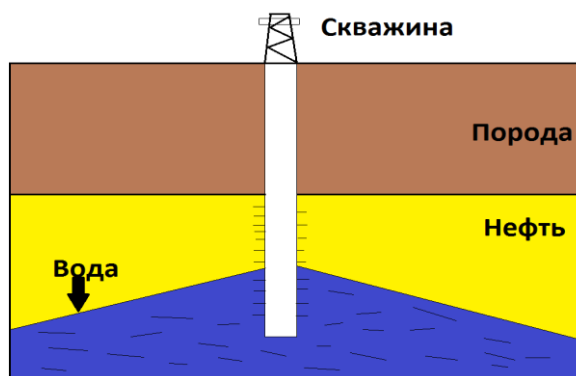


Рисунок 1. Схема пласта до применения пенных систем

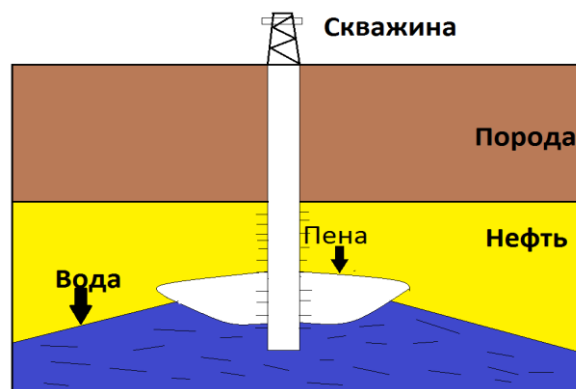


Рисунок 2. Схема пласта после применения пенных систем

Вслед за обработкой призабойной зоны скважины (ПЗС) пенными системами возникла необходимость смены режимов работы УЭЦН в добывающих скважинах, поскольку произошло изменение напорной характеристики скважин, ввиду уменьшения притока жидкости, из-за блокирования обводнившихся участков пласта. Выбор новой рабочей зоны насоса выполняется исходя из графиков зависимостей $Q = f(H)$ и $Q = f(\text{КПД})$ (рисунок 3).

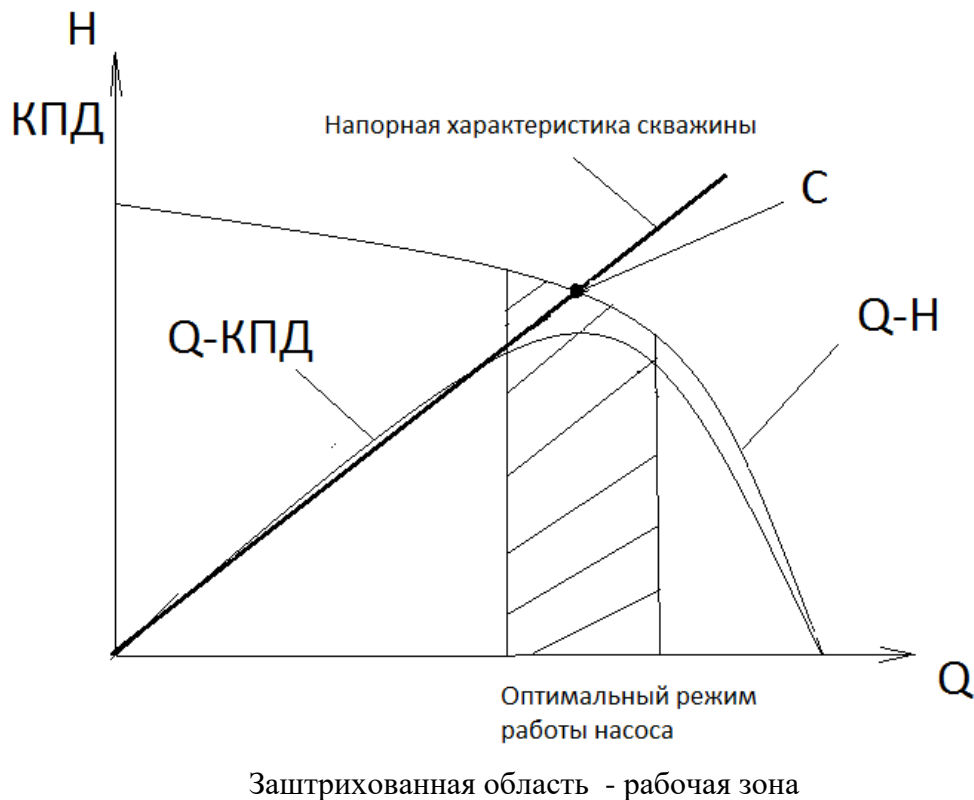


Рисунок 3. Оптимальный режим работы насоса до применения пенных систем

Новую рабочую зону насоса можно определить исходя из следующих уравнений:

$$Q_2 = \frac{n_2 \cdot Q_1}{n_1}, \quad (1)$$

$$H_2 = \frac{n_2^2 \cdot H_1}{n_1^2}, \quad (2)$$

где Q_1, Q_2 – подача насоса до и после модернизации, $\text{м}^3/\text{с}$;

H_1, H_2 – напор насоса, развиваемый до и после модернизации, м;

n_1, n_2 – частота вращения ротора насоса до и после модернизации, об/мин.

Так как $n_2 < n_1$, то $Q_2 < Q_1, H_2 < H_1$.

КПД насоса тоже изменится согласно уравнению:

$$\eta = \frac{\rho \cdot g \cdot H(Q) \cdot Q + \Delta P \cdot Q}{N(Q)} \quad , (3)$$

где η – КПД насоса, %;

ρ – плотность добываемой продукции, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

H – напор, развиваемый насосом, м;

Q – подача насоса, м³/с;

ΔP – заданное избыточное давление, создаваемое на устье скважины, МПа;

N – мощность, потребляемая насосом, кВт.

После того, как были получены новые значения, необходимо выбрать новую рабочую зону насоса (рисунок 4).

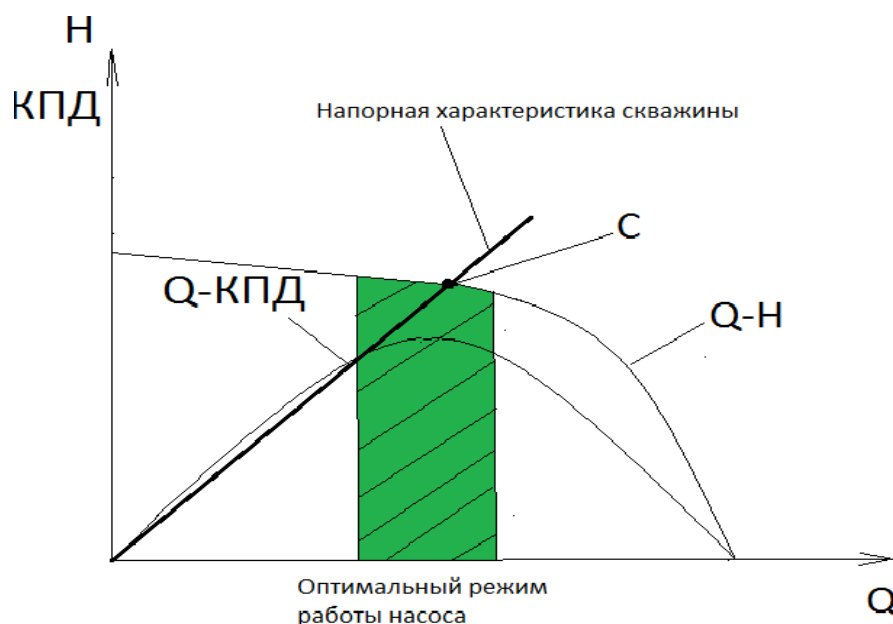


Рисунок 4. Оптимальный режим работы насоса после применения пенных систем

Практически все составляющие уравнения снизились в значениях, поэтому для достижения прежнего КПД отпала необходимость в том количестве мощности, которую потреблял насос. Это позволило сэкономить на электроэнергии, подводимой к насосу.

Благодаря применению стабилизированных наноразмерными добавками пенных системах увеличился межремонтный период работы скважины в среднем с 140 до 230 дней. Удалось также уменьшить приток воды к скважинам, а вместе с водой, в свою очередь, поступали крупные механические частицы, которые повреждали конструкцию скважины. На рисунке 5 представлен график, построенный исходя из данных по трем скважинам, в которых проводились пенные обработки.

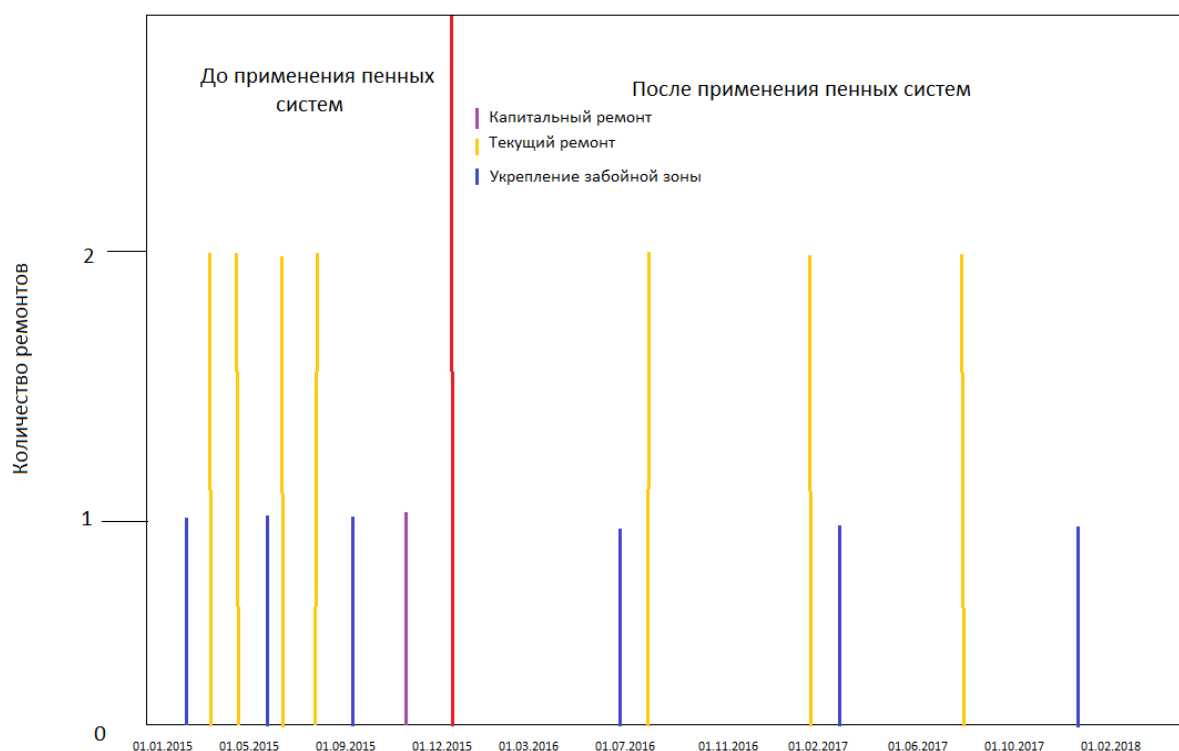


Рисунок 5. Изменение межремонтного периода скважин после проведения обработки пенными системами

Гидрохимический анализ пластовых вод показал, что за время разработки залежи эквивалентное количество катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} увеличилось с 2,78 мг-экв/100 г до 3,10 мг-экв/100 г и с 8,45 мг-экв/100 г до 11,35 мг-экв/100 г соответственно, а количество гидрокарбонатных

анионов уменьшилось с 1,66 мг-экв/100 г до 0,78 мг-экв/100 г. В результате соленость пластовой воды по B_{ome} возросла с $3,02^\circ$ до $3,35^\circ$ ($1^\circ B_{ome}$ соответствует 1 % массового содержания NaCl в растворе), а это недопустимо, так как отложение солей в насосно-компрессорных трубах было ограничено. Однако пенные системы позволили продолжить эксплуатацию данных труб, так как их применение позволило снизить обводненность добываемой продукции, что также положительно сказалось на предотвращении солеотложений. Стоит отметить, что уменьшение обводненности продукции, в свою очередь, положительно сказалось и на корродировании оборудования и труб. Удалось добиться снижения темпов роста коррозионных участков в среднем 15 %.

Подъем воды и отделение воды от нефти предполагают весьма значительные затраты. Так как колоссальное количество месторождений пребывает на завершающей стадии разработки с большой обводненностью продукции скважин. Использование пенной нанотехнологии с контролируемыми параметрами для определенных геолого-физических условий нагнетательных или добывающих скважин результативно с точки зрения увеличения коэффициента извлечения нефти и уменьшения обводненности [7]. Данный метод позволяет снизить обводненность добывающих скважин до 20 % и, следовательно, повысить рентабельность добычи нефти.

Выводы

Обработка на новом месторождении НГДУ «Мурлиннефть» призабойных зон добывающих скважин стабилизированными наноразмерными добавками пенными системами позволила отключить некоторую часть обводнившихся пропластков, что заметно уменьшило количество добываемой воды. Данное технологическое решение позволило заметно снизить межремонтный период работы скважин, отложение солей и коррозию. Также удалось уменьшить потребляемую УЭЦН мощность за

счет снижения частоты вращения вала насоса, при этом сохранив прежний уровень добычи нефти. Увеличился потенциальный срок эксплуатации месторождения, так как его разработка стала вновь экономически рентабельной.

Список используемых источников

1. Иванов В.Н., Левин Ю.В. Основные задачи развития и совершенствования установок электроприводных центробежных насосов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2004. № 1. С. 44.

2. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита обсадной колонны и оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102-105.

3. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦн в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 66-68.

4. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / Под ред. чл.-корр. РАН Г.К. Сафаргалиева. М.: ИИКИ, 2010. 692 с.

5. Боксерман А.А., Кудинов В.И., Хавкин А.Я., Сорокин А.В., Табакаева Л.С. Применение интегрированной технологии на основе пенных систем для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2008. № 8. С. 56-59.

6. Хавкин А.Я., Сорокин А.В. Применение стабилизированных пенных барьеров для снижения обводненности нефтяных скважин // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям: материалы конференции, г. Москва, 18-19 ноября 2008 г. М.: Нефть и газ, 2008. С. 318-324.

7. Ли Р.Ф., Ян В., Лиу С.Ш., Хирасаки, Г.Д., Миллер К.А. Контроль подвижности пенообразования ПАВ для увеличения нефтеотдачи // SPE журнал. 2010. № 15. С. 918-924.

References

1. Ivanov V.N., Levin Yu.V. *Osnovnye zadachi razvitiya i sovershenstvovaniya ustanovok elektroprivodnykh tsentrobezhnykh nasosov* [The Main Objectives of the Development and Improvement of Electric Centrifugal Pump Installations]. *Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse – Quality Management in the Oil and Gas Complex*, 2004, No. 1, pp. 44. [in Russian].

2. Gabdullin R.F., Musin R.R., Antipin Yu.V., Yarkееva N.R., Gil'mutdinov B.R., Dorofeev S.V. *Zashchita obsadnoi kolonny i oborudovaniya skvazhiny ot korrozii i otlozheniya solei ingibiruyushchimi kompozitsiyami v sostave azotsoderzhashchikh pen* [Casing and Well Equipment Protection against Corrosion and Salt Deposits by Inhibiting Compositions of Nitrogen-Containing Foams]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2005, No. 7, pp. 102-105. [in Russian].

3. Gabdullin R.F. *Ekspluatatsiya skvazhin, oborudovannykh UETsn v oslozhnennykh usloviyakh* [Operation of Wells Equipped with UECF in Complicated Conditions]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2002, No. 4, pp. 66-68. [in Russian].

4. Khavkin A.Ya. *Nanoyavleniya i nanotekhnologii v dobyche nefti i gaza* [Nanophenomena and Nanotechnologies in Oil and Gas Production]. Moscow, ИКИ, 2010. 692 p. [in Russian].

5. Bokserman A.A., Kudinov V.I., Khavkin A.Ya., Sorokin A.V., Tabakaeva L.S. *Primenenie integrirovannoi tekhnologii na osnove pennykh sistem dlya povysheniya nefteotdachi i intensivifikatsii dobychi nefti* [Use of the Integrated Technologys Based on Foam Systems to Increase Oil Recovery and Oil Production Stimulation]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2008, No. 8, pp. 56-59. [in Russian].

6. Khavkin A.Ya., Sorokin A.V. *Primenenie stabilizirovannykh pennykh bar'erov dlya snizheniya obvodnenosti neftyanykh skvazhin* [Application of the Stabilized Foam Barriers to Decrease Water Cut]. *Materialy konferentsii «Nanoyavleniya pri razrabotke mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya: ot nanomineralogii i nanokhimii k nanotekhnologiyam»*, g. Moskva, 18-19 noyabrya 2008 g. [Materials of Conference «Nanophenomena on Developing Deposits of Hydrocarbonic Raw Materials: from Nanomineralogy and nanochemistry to Nanotechnologies»]. Moscow, November 18-19, 2008]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2008, pp. 318-324. [in Russian].

7. Li R.F., Yan V., Liu S.Sh., Khirasaki, G.D., Miller K.A. *Kontrol' podvizhnosti penoobrazovaniya PAV dlya uvelicheniya nefteotdachi* [Controlling Foaming Surfactant Mobility to Increase the Oil Recovery]. *SPE Journal*, 2010, No. 15, pp. 918-924.

Сведения об авторах

About the authors

Яркеева Н.Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

N.R. Yarkееva, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of Development and Operation of Oil and Gas-Oil Fields Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: Yarkееvan@yandex.ru

Шафиков И.И., студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

I.I. Shafikov, Student of Development and Operation of Oil and Gas-Oil Fields Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: ildarovich.i@inbox.ru