

НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ ПАВ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов, В.В. Козлов

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия

Для повышения эффективности заводнения или паротеплового воздействия, увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки создана загущенная нефтewытесняющая композиция НИИКА-3 на основе ПАВ с регулируемой вязкостью и щелочностью, которая является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей композицией. При воздействии на залежь композициями НИИКА-3 происходит увеличение конечного коэффициента извлечения нефти за счет увеличения и коэффициента нефтewытеснения, и охвата пласта.

Приведены результаты лабораторных исследований загущенной нефтewытесняющей композиции для увеличения нефтеотдачи пластов с высокой температурой и при паротепловом воздействии – кинетика золеобразования, физико-химические и реологические свойства растворов композиции. Композиция имеет регулируемую вязкость и высокую нефтewытесняющую способность, сохраняет, саморегулирует в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтewытеснения.

В 2014-2015 гг. успешно проведены промысловые испытания технологии увеличения нефтеотдачи с применением загущенной нефтewытесняющей композиции НИИКА-3 на опытном участке пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, разрабатываемом паротепловым воздействием. Опытно-промышленные работы показали высокую эффективность технологии, получены значимые эффекты по увеличению дебита нефти, снижению обводненности и интенсификации разработки. Технология экологически безопасна и технологически эффективна. Перспективно промышленное использование технологии для залежей высоковязких нефтей.

Ключевые слова: нефтewытесняющие композиции, ПАВ, щелочные буферные системы, карбамид, гидролиз, CO₂, кинетика, реология, вязкость, увеличение нефтеотдачи, физико-химические технологии, высоковязкие нефти, пермо-карбоневая залежь, Усинское месторождение, паротепловое воздействие, опытно-промышленные испытания

DOI: 10.18599/grs.18.4.5

Для цитирования: Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. Нефтewытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 281-288. DOI: 10.18599/grs.18.4.5

Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая по этому показателю только государствам Ближнего Востока и Венесуэле. Основным методом разработки нефтяных месторождений в России является заводнение, с его применением добывается около 95 % нефти. В настоящее время большинство крупных месторождений России вступило в позднюю стадию разработки, текущая обводненность продукции превышает 80 %. Вновь вводимые месторождения характеризуются низкой проницаемостью, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением, то есть их запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 % (в том числе высоковязкие нефти – 13 %, низкопроницаемые коллекторы – 36 %) (Якуцени и др., 2007; Тарасюк, 2014; Барков и др., 2015). В этих условиях особое значение приобретает возможность прироста запасов нефти за счет увеличения нефтеотдачи пластов. Увеличение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) только на 1 % сможет обеспечить прирост ежегодной добычи на 20-30 млн тонн. Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, необходимо создание и ширококомасштабное применение научно обоснованных технологий добычи нефти, разработка новых химических реагентов для осуществления технологий.

Постоянное усложнение условий рентабельной эксплуатации нефтегазовых объектов разработки стимулирует появление новых и совершенствование применяемых методов увеличения нефтеотдачи. В ходе развития методов увеличения нефтеотдачи отчетливо прослеживается тенденция наделять нефтewытесняющий флюид элементами саморегулирования, позволяющими ему длительное время сохранять свои функции в пласте. В Институте химии нефти Сибирского отделения РАН (ИХН СО РАН, г. Томск) реализован один из вариантов этой тенденции, основанный на представлениях о композиции для увеличения нефтеотдачи как физико-химической системе с обратной связью. Эти представления послужили теоретической базой физико-химических принципов подбора композиций на основе ПАВ с учетом термодинамических и кинетических параметров системы нефть – порода – водная фаза, влияющих на вытеснение нефти из пористой среды. Было предложено использовать щелочные буферные системы с максимумом буферной емкости в интервале 9.0-10.5 ед. рН для обеспечения отрицательной обратной связи в нефтewытесняющих композициях, позволяющей им сохранять, саморегулировать комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтewытеснения (Алтунина, Кувшинов, 2007 а; 2007 б; Altunina, Kuvshinov, 2008; Altunina et al., 2011; 2014; Алтунина и др., 2010).

Выбор именно щелочных буферных систем обусловлен важной ролью физико-химических процессов с участием гидроксил-ионов в механизме вытеснения нефти из капиллярно-пористой среды пласта водными растворами ПАВ. К числу таких взаимодействий относятся реакции нейтрализации кислотных групп, омыление сложноэфирных связей, депротонирование донорных гетероатомов асфальтено-смолистых компонентов нефти, ассоциация гидроксил-ионов с ароматическими фрагментами молекул нефтяных компонентов, влияние на структуру воды и, тем самым, на гидрофобное связывание, на конформационную подвижность гидрофобных частей ПАВ. В результате этих взаимодействий снижается межфазное натяжение и межфазная вязкость на границе нефть – вода, увеличивается смачиваемость водой породы коллектора, и уменьшаются потери ПАВ вследствие уменьшения адсорбции на породе.

В настоящее время эффективная разработка месторождений высоковязких нефтей осуществляется в основном с применением методов теплового воздействия. В качестве теплоносителя наиболее широко используется водяной пар. Многими исследователями непрерывно предпринимаются попытки найти химические добавки к водяному пару, улучшающие его нефтевытесняющее действие. Теоретически такие добавки должны снизить температуру конденсации пара, например, по механизму образования азеотропа или растворимости воды в сжатых газах, увеличить фазовую проницаемость для парогазовой смеси и тому подобное. На сегодняшний день наилучшей добавкой является углекислый газ CO_2 . Причины благоприятного влияния CO_2 хорошо известны – это увеличение фазовой проницаемости коллектора по нефти, уменьшение вязкости нефти, благоприятное изменение соотношения подвижностей нефти и водной фазы.

В ИХН СО РАН развивается концепция воздействия на залежь высоковязкой нефти термотропными нефтевытесняющими композициями на основе ПАВ, которые в пласте под действием температуры водяного пара или горячей воды образуют CO_2 и аммиачную буферную систему. Физико-химический механизм действия нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ и щелочных буферных растворов, генерирующих CO_2 непосредственно в пласте, базируется на кинетике гидролиза карбамида в композициях с образованием аммиака и углекислого газа в области температур 70-250 °С.

Ранее создана технология воздействия на залежь высоковязкой нефти композициями НИНКА® на основе ПАВ, соли аммония и карбамида, которые в пласте под действием пластовой температуры или закачиваемого теплоносителя образуют углекислый газ CO_2 и аммиачную буферную систему (Алтунина, Кувшинов, 2007 б; Алтунина и др., 2010; Altunina et al., 2003). Карбамид непосредственно в пласте при температуре выше 70 °С гидролизует с образованием CO_2 и аммиака. Углекислый газ, в отличие от аммиака, намного более растворим в нефти, чем в воде. Поэтому в системе нефть – вода нефтяная фаза будет обогащена CO_2 , водная – аммиаком. При растворении CO_2 вязкость нефти снижается в 2-6 раз (Altunina et al., 2003). Аммиак с солью аммония образует щелочную систему с максимальной буферной емкостью в интервале pH 9÷10, оптимальную для целей нефтевы-

теснения. Кроме того, благодаря своей щелочности и присутствию ПАВ, она способствует дополнительному вытеснению нефти, уменьшению межфазного натяжения и деструктированию, разжижению высоковязких слоев или пленок на границах нефть – вода – порода, ухудшающих фильтрацию жидкостей в пласте и снижающих полноту извлечения нефти (Алтунина, Кувшинов, 2007 б; Алтунина и др., 1992; 2010; Altunina et al., 2003).

Для того, чтобы увеличить нефтеотдачу не только за счет увеличения коэффициента нефтевытеснения, но и за счет повышения коэффициента охвата пласта, создана загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью, которая является одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией. Композиция является результатом исследования в рамках развития концепции использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических «интеллектуальных» систем – композиций на основе ПАВ и щелочных буферных систем, сохраняющих, самоподдерживающих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения (Алтунина, Кувшинов, 2007 б; Алтунина и др., 1992; 2010; Altunina et al., 2003).

Композиция НИНКА-3 может использоваться для повышения эффективности заводнения или паротеплового воздействия, увеличивая конечный коэффициент извлечения нефти: для увеличения нефтеотдачи залежей с высокой естественной пластовой температурой (выше 70 °С), разрабатываемых заводнением, а также залежей высоковязких нефтей с естественной низкой пластовой температурой, разрабатываемых по технологии площадной закачки теплоносителя (пар, горячая вода) и парациклических обработок (ПЦО) добывающих скважин.

При закачке загущенной композиции НИНКА-3 в водо- или паронагнетательные скважины непосредственно в пласте происходит регулируемое увеличение вязкости композиции. Это способствует выравниванию подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов и приводит к увеличению охвата пласта воздействием, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента в реагирующие добывающие скважины, подключению низкопроницаемых пропластков. Кроме того, происходит дополнительное снижение вязкости нефти и доотмыв нефти из промытых зон. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти.

Для получения загущенной композиции НИНКА-3 в состав композиции НИНКА® на основе ПАВ дополнительно вводят соль алюминия, изменением концентрации которой можно регулировать вязкость композиции. При температуре выше 70 °С в результате гидролиза карбамида непосредственно в пласте pH раствора увеличивается, происходит гидролиз ионов алюминия с образованием гидроксида алюминия (Алтунина, Кувшинов, 2007 б; Altunina et al., 2003; Алтунина и др., 1992), в результате через определенное время вязкость нефтевытесняющей композиции увеличивается.

Проведено исследование влияния концентраций компонентов загущенной нефтевытесняющей композиции

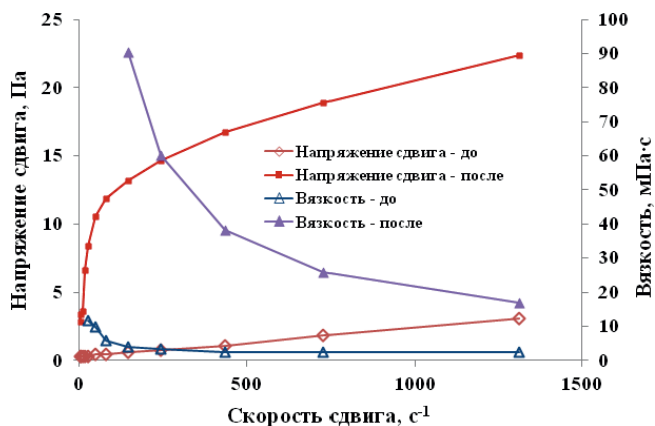


Рис. 1. Полные реологические кривые течения и зависимость вязкости раствора золеобразующей нефтewытесняющей композиции НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью (2.5 % соли алюминия) до и после 5 часов термостатирования при 150 °С: до термостатирования раствор композиции является ньютоновской жидкостью, после образования золя – вязкопластичной жидкостью.

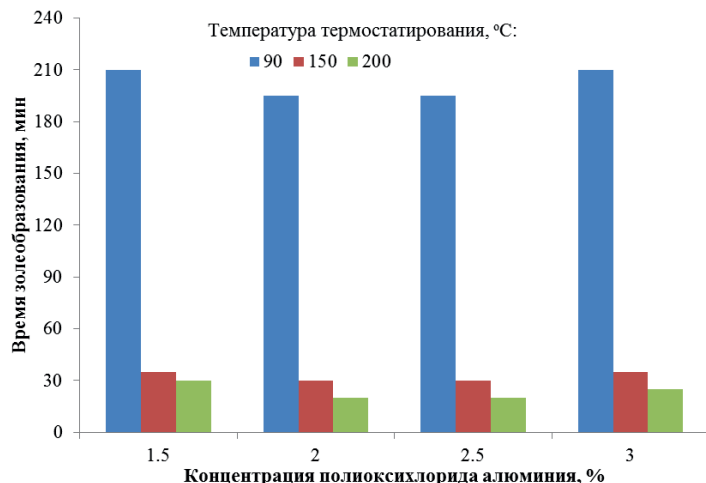


Рис. 2. Время загущения (образования золя или геля) растворов золеобразующей нефтewытесняющей композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью в зависимости от содержания соли алюминия и температуры термостатирования.

НИНКА-3 на реологические свойства растворов и золей, в частности, динамическую вязкость (мПа·с). Измерение вязкости растворов проводили ротационным методом и вибрационным методом с использованием вибрационного вискозиметра с камертонным датчиком «Реокинетика» (Богословский, Алтунина, 1985). При определенных концентрациях соли алюминия непосредственно в пласте образуется золь – подвижная свободно-дисперсная система с высокими нефтewытесняющими свойствами.

На рисунках 1, 2 представлены результаты исследования кинетики золеобразования в растворах композиции при температурах 90, 150 и 200 °С.

Исследования кинетики образования золя и реологических свойств растворов и золей, полученных при 90, 150 и 200 °С, показали, что после термостатирования растворов золеобразующей нефтewытесняющей композиции с ре-

гулируемой вязкостью и щелочностью в зависимости от концентрации соли алюминия вязкость растворов композиции увеличивается в 6-78 раз, рН растворов композиции после термостатирования повышается до 7.7-10.1 ед.рН. В качестве примера на рисунке 1 приведены результаты исследования реологических свойств раствора композиции (концентрация соли алюминия 2.5 %) до и после образования золя в результате термостатирования при 150 °С в течение 5 часов. Измерения проводили после охлаждения раствора до 20 °С. Как видно из рисунка, до термостатирования раствор композиции является ньютоновской жидкостью, после образования золя – вязкопластичной жидкостью, обладающей одновременно свойствами твердого тела и жидкости, а также способной проявлять свойства упругого восстановления формы после снятия напряжения (Рис. 1).

Время образования золя в растворе нефтewытесняющей композиции зависит от концентрации соли алюминия и температуры термостатирования и составляет от 20-35 минут при 150 и 200 °С и 3-3.5 часа при 90 °С (Рис. 2), то есть при увеличении температуры термостатирования от 90 до 150, 200 °С время золеобразования сокращается в 6-9 раз.

Исследования изменения реологических свойств нефти Усинского месторождения после термостатирования с растворами золеобразующей нефтewытесняющей композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью показали, что после термообработки при 150 °С высоковязкой нефти Усинского месторождения с композицией вязкость нефти по сравнению с исходной нефтью (нетермообработанной) снижается в 2-3 раза (Рис. 3). При этом растворы композиции оказывают деэмульгирующее действие, количество воды в нефти снижается в 10-220 раз.

Разработанные композиции имеют следующие физико-химические параметры: рН растворов – 3.4-4.1 ед. рН; рН золей и гелей – 7.7-10.1 ед. рН; вязкость растворов – 1.6-3.5 мПа·с; вязкость золей – 9.7-260 мПа·с; плотность растворов – 1161-1178 кг/м³; время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в зависимости от температуры и состава раствора; температура замерзания – минус 20.4 – минус 21.2 °С.

Экспериментальное исследование фильтрационных характеристик и нефтewытесняющей способности золеобразующих композиций с регулируемой щелочностью и вязкостью (загущенной композиций НИНКА-3) приме-

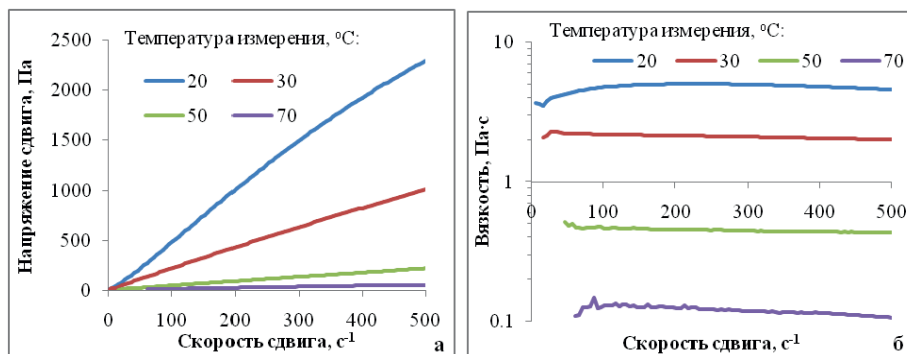


Рис. 3. Реологические кривые течения (а) и зависимости вязкости нефти пермо-карбонной залежи Усинского месторождения от скорости сдвига (б) после термостатирования при 150 °С в течение 24 часов с раствором золеобразующей нефтewытесняющей композиции, измеренные при различных температурах.

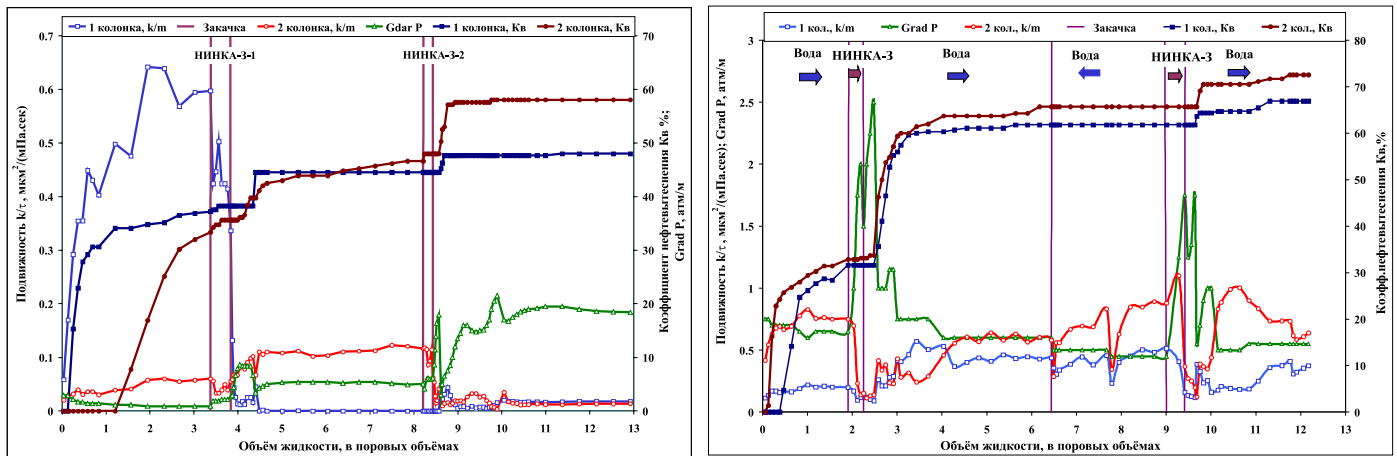


Рис. 4. Выравнивание фильтрационных потоков и доотмыв нефти при 150 °С после закачки загущенной композиции НИИКА-3 в неоднородную нефтенасыщенную модель пласта в условиях, моделирующих паротепловое воздействие на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Исходная газовая проницаемость моделей: (а) 1 колонка – 0.730 мкм², 2 колонка – 0.091 мкм²; (б) 1 колонка – 0.374 мкм², 2 колонка – 1.918 мкм².

нительно к условиям неоднородных пластов месторождений Западной Сибири, разрабатываемых заводнением, и пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, разрабатываемой с применением паротеплового и пароциклического воздействия, показали их высокую эффективность.

Так, на основании экспериментальных исследований установлено, что закачка композиции с регулируемой щелочностью и вязкостью – загущенной композиции НИИКА-3 при паротепловом и пароциклическом воздействии на пласт применительно к условиям пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения приводит к перераспределению фильтрационных потоков, снижению скорости фильтрации по высокопроницаемым пропласткам и увеличению скорости фильтрации по низкопроницаемым пропласткам, выравниванию подвижностей жидкости в неоднородной модели пласта, что сопровождается доотмывом нефти как из низкопроницаемых зон, так и из высокопроницаемых зон модели пласта. В результате увеличивается коэффициент вытеснения нефти водой по модели в целом. Прирост коэффициента нефтевытеснения находится в пределах от 5 до 39 %, при этом достигаются высокие абсолютные коэффициенты нефтевытеснения и низкая остаточная нефтенасыщенность (Рис. 4).

На пермокарбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, на участке ПТВ-3, разрабатываемом паротепловым и пароциклическим воздействием, в соответствии с технологической инструкцией проведена



Рис. 5. Усинское месторождение на карте Республики Коми.

апробация разработанной технологии увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока с применением термотропной золеобразующей композиции НИИКА-3. Работы проводились ООО «ОСК» на Усинском месторождении (Рис. 5), ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Пермо-карбоневая залежь Усинского месторождения находится в интервале глубин 1100–1500 м. При начальных условиях нефть пермо-карбоневой залежи характеризуется высокими значениями динамической вязкости, около 710 мПа·с, из-за большого содержания асфальтосмолистых компонентов. Пермо-карбоневые отложения имеют крайне неоднородное геологическое строение, пласты-коллекторы сложного типа: каверно-поровые, трещинно-поровые, трещинно-каверно-поровые.

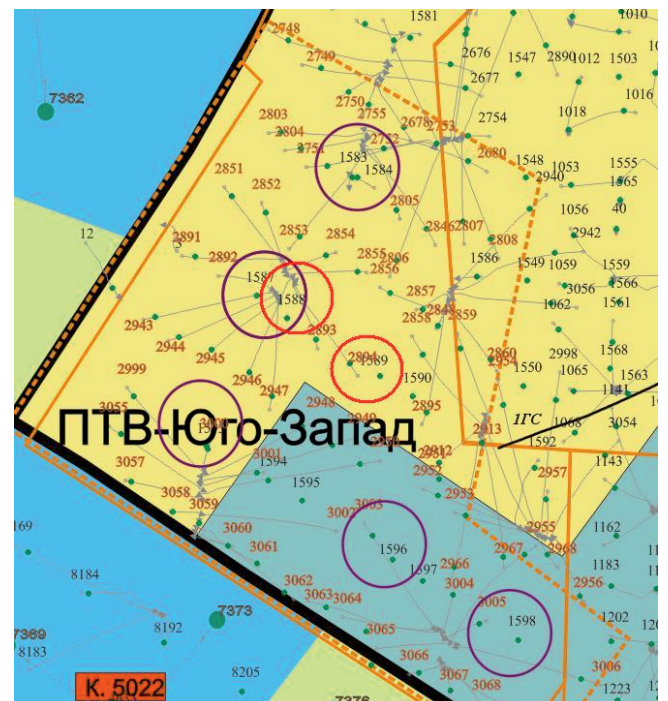


Рис. 6. Карта участка ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Фиолетовыми окружностями отмечены паронагнетательные скважины, в которые закачивалась композиция НИИКА-3 в 2014 г., красными – в 2015 г.

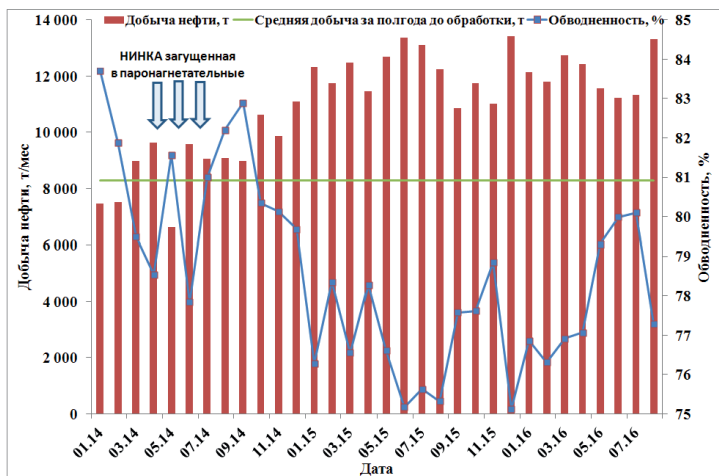


Рис. 7. Дебиты по нефти и жидкости до и после закачки композиции НИНКА-3 при паротепловом воздействии в 2014-2015 гг. на опытном участке ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

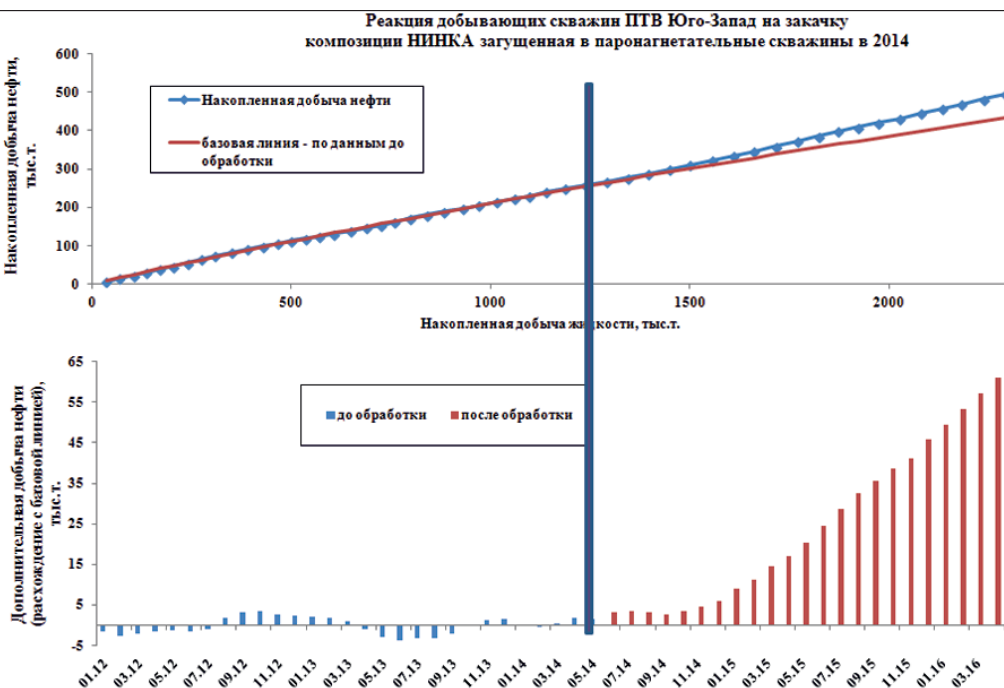


Рис. 8. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости и дополнительная добыча нефти по участку ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения после закачки композиции НИНКА-3.

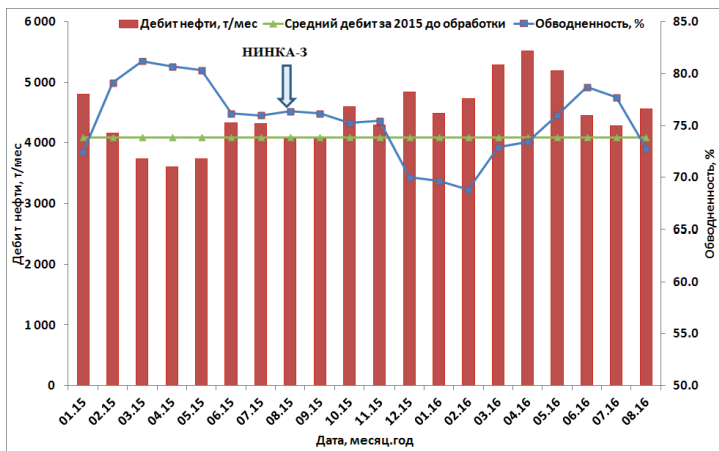


Рис. 9. Дебиты по нефти и жидкости до и после закачки композиции НИНКА-3 при паротепловом воздействии в 2015 г. на опытном участке ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Промышленная разработка залежи ведется с 1977 года. К настоящему времени залежь наполовину разбурена наклонно-направленными скважинами. Значительная часть залежи разрабатывается на естественном водонапорном режиме. В целях снижения вязкости нефти и увеличения нефтеотдачи пластов в зоне ПТВ (паротеплового воздействия) с 1992 года применяется площадная закачка пара, а также проводятся пароциклические обработки добывающих скважин.

Текущее состояние разработки залежи характеризуется высокой степенью обводненности добываемой продукции при низкой освоенности геологических запасов нефти, что создает предпосылки для использования различных методов увеличения нефтеотдачи, в частности, для применения химических композиций.

В 2014-2015 гг. проведены промысловые испытания технологии увеличения нефтеотдачи с применением загущенной композиции НИНКА-3 на опытном

участке паротеплового воздействия (ПТВ-Юго-Запад) пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (Рис. 6). В 2014 г. произведена закачка 485 тонн композиции НИНКА-3 в 5 паронагнетательных скважин, расположенных на одном участке. В августе 2015 г. на этом же участке были обработаны еще 2 паронагнетательные скважины. Объем закачки составлял 80-110 м³ на скважину. Отслеживание эффекта проводилось по 75 добывающим скважинам участка. Эффект от закачек 2015 г. проанализирован отдельно по 25 добывающим скважинам, окружающим обработанные нагнетательные, этот эффект также учитывается в общей динамике работы участка в 2014-2016 гг.

По результатам, представленным на рисунке 7 (по данным месячных эксплуатационных рапортов на август 2015 г.), видно устойчивое снижение обводненности продукции и повышение добычи нефти после закачки, особенно заметное через 3 месяца после обработки, что обусловлено, по-видимому, скоростью движения фронта жидкости между нагнетательными и добывающими скважинами. Суммарный эффект по участку, по разным методам оценки, составляет 60-80 тыс. тонн дополнительно добытой нефти. На рисунке 8 представлена реакция добывающих скважин участка ПТВ-Юго-Запад на закачку загущенной композиции НИНКА-3 в паронагнетательные скважины в 2014 г.: зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости; расхождение реальной и прогнозной кривой до и после закачки композиции НИНКА-3, характеризующее дополнительную добычу нефти.

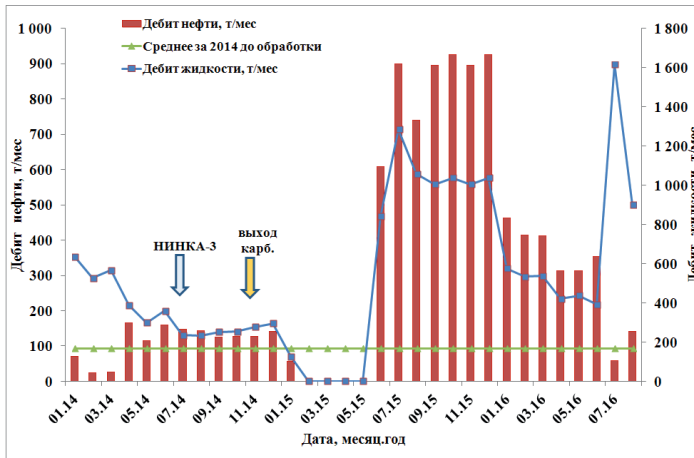


Рис. 10. Эффект обработки композицией НИНКА-3 в добывающей скважине 2946 на опытном участке ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.

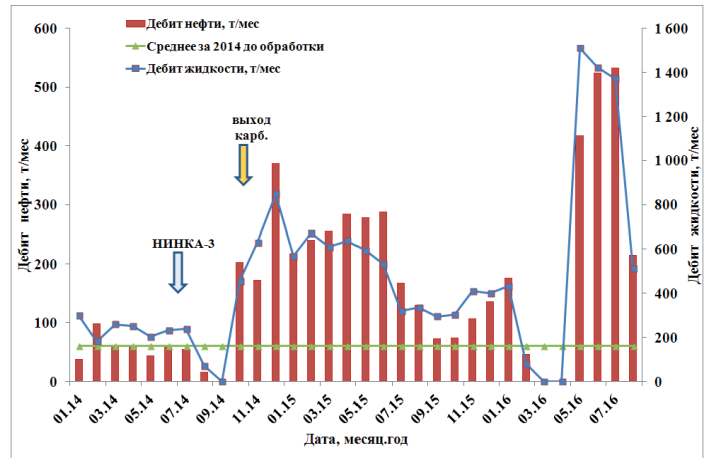


Рис. 11. Эффект обработки композицией НИНКА-3 в добывающей скважине 3059 на опытном участке ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.

На рисунке 9 показана динамика работы 25 окружающих добывающих скважин вокруг нагнетательных скважин, обработанных в 2015 г. Эффект по этому участку, рассчитанный отдельно, составляет 9500 т дополнительно добытой нефти, по данным на август 2016 г.

На рисунках 10-13 представлены характерные отклики добывающих скважин участка на закачку композиции НИНКА-3 в нагнетательную скважину. Видно, что основной фронт композиции проходит в области дренирования скважины через 2-4 месяца после закачки. Это подтверждается также отбором проб из данных скважин, в которых обнаружены характерные для композиции НИНКА-3 реагенты (карбамид, продукты разложения карбамида и пр.). В этих скважинах наблюдается наибольший эффект по дополнительно добытой нефти, как в наиболее гидродинамически связанных с нагнетательными и, соответственно, попадающих под действие закачанной композиции.

В добывающей скважине 2949 (Рис. 13) четко прослеживается эффект как от закачки композиции НИНКА-3 в 2014 г., так и от закачки в 2015 г. При этом эффект от второй закачки больше, так как паронагнетательная скважина 1589 находится ближе к скважине 2949.

Результаты проведенных работ показывают перспективность применения загущенной нефтewытесняющей композиции НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью для увеличения нефтеотдачи пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения как при площадной закачке пара (горячей воды), так и при пароциклическом воздействии.

Таким образом, загущенная нефтewытесняющая композиция НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью, низким межфазным натяжением на границе с нефтью является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей композицией и может использоваться для повышения эффективности разработки за счет увеличения коэффициента охвата пласта и коэффициента вытеснения нефти, закачиваться в нагнетательные, паронагнетательные и пароциклические скважины.

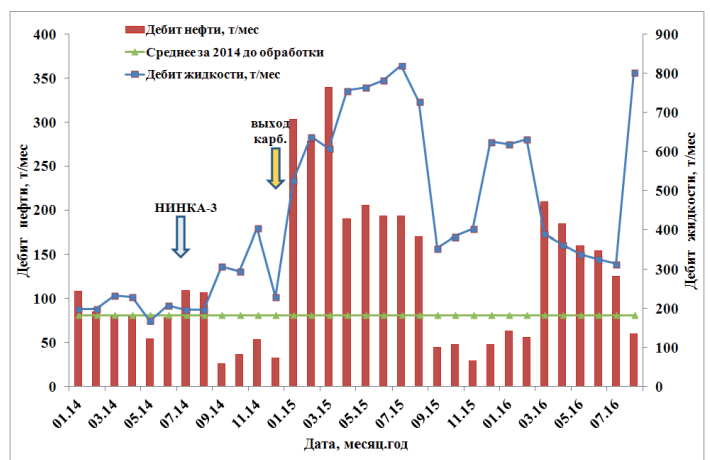


Рис. 12. Эффект обработки композицией НИНКА-3 в добывающей скважине 3066 на опытном участке ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.



Рис. 13. Эффект обработки композицией НИНКА-3 в добывающей скважине 2949 на опытном участке ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.

Загущенная нефтewытесняющая композиция НИНКА-3 является маловязкой низкозастывающей пожаробезопасной жидкостью, что делает ее технологичной в применении в зимний период. Для приготовления и закачки загущенной композиции в промышленных

условиях используется стандартное нефтепромысловое оборудование. Композиция НИНКА-З применима как на ранней, так и на поздней стадии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязкой нефти.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.607.21.0022 от 05.06.2014, уникальный идентификатор – RFMEFI60714X0022 в рамках ФЦП по приоритетному направлению «Рациональное природопользование».

Литература

Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт. *Oil&Gas Journal Russia*. 2010. № 6. С. 68-75.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами. *Технологии ТЭК*. 2007 а. № 1 (32). С. 46-52.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор). *Успехи химии*. 2007 б. Т. 76. № 10. С. 1034-1052.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Кинетика гелеобразования в системе соль алюминия – карбамид – вода. *Физико-химические свойства растворов и дисперсий: Сб. статей*. Новосибирск: Наука. 1992. С. 18-24.

Барков С., Грунис Е., Хавкин А. Нефтедобыча: запасы и КИН. <http://neftegaz.ru/science/view/932/>. Дата обращения: 26.05.2015.

Богословский А.В., Алтунина Л.К. *Способ измерения реологических свойств контактирующих жидкостей*. Патент 1229647 РФ. 1985. БИ № 17.

Тарасюк, В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы. *Экологический вестник России*. 2014. № 6. С. 22-27.

Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2007. Т. 2. С. 1-11. <http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf>.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools. *Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress*. Moscow. Russia. 2014. Pp. 10-11.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*. 2008. V. 63. No. 1. Pp. 37-48.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Effect of in situ generated CO₂ and alkaline buffers on rheological properties of high viscosity oils. *Progress in Mining and Oilfield Chem*. Vol. 5 Advances in Incremental Petroleum Production. Ed. by I. Lakatos. Akademiai Kiado. Budapest. 2003. Pp. 123-132.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Cambridge, UK. 2011. Paper A13. DOI: 10.3997/2214-4609.201404753

Сведения об авторах

Любовь Константиновна Алтунина – Доктор тех. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, Директор Института химии нефти Сибирского отделения РАН, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти. Область профессиональных интересов: физическая химия дисперсных систем и поверхностных явлений, увеличение нефтеотдачи пластов физико-химическими и комплексными методами.

Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4
Тел: +7(3822) 491-623, 491-146
E-mail: alk@ipc.tsc.ru

Владимир Александрович Кувшинов – Кандидат хим. наук, Ведущий научный сотрудник Института химии нефти Сибирского отделения РАН. Область профессиональных интересов: увеличение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами.

Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4
Тел: +7(3822) 492-411
E-mail: vak2@ipc.tsc.ru

Любовь Анатольевна Стасьева – Научный сотрудник Института химии нефти Сибирского отделения РАН. Область профессиональных интересов: увеличение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами.

Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4
Тел: +7(3822) 492-457
E-mail: lkhn304@ipc.tsc.ru

Иван Владимирович Кувшинов – Ведущий программист Института химии нефти Сибирского отделения РАН. Область профессиональных интересов: компьютерное моделирование методов увеличения нефтеотдачи.

Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4
Тел: +7(3822) 492-411
E-mail: kiv@ipc.tsc.ru

Владимир Валерьевич Козлов – Кандидат хим. наук, научный сотрудник Института химии нефти Сибирского отделения РАН. Область профессиональных интересов: увеличение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами, исследование нефтewытесняющих и фильтрационных характеристик.

Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4
Тел: +7(3822) 492-457
E-mail: kozlov_vv2004@mail.ru

Статья поступила в редакцию 24.10.2016

Oil-Displacing Surfactant Composition with Controlled Viscosity for Enhanced Oil Recovery from Heavy Oil Deposits

L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Staseva, I.V. Kuvshinov, V.V. Kozlov

Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia

Abstract. To improve the efficiency of waterflooding or steam stimulation, enhanced oil recovery and intensification of development a thickened oil-displacing composition

NINKA-Z has been created, based on surfactants with controlled viscosity and alkalinity, which is both water-diverting and oil-displacing composition.

When exposed to the reservoir with compositions NINKA-Z there is an increase in the final oil recovery by increasing the rate and factor of oil displacement, and sweep efficiency.

The paper gives the results of laboratory studies of thickened oil-displacing composition for enhanced oil recovery from deposits with high temperature and for steam stimulation – salification kinetics, physical-chemical and rheological properties of the composition solutions. The composition has an adjustable viscosity and high oil-displacing ability; it retains, self-regulates in a deposit for a long time complex of colloidal-chemical properties, optimal for oil displacement purposes.

In 2014-2015 pilot tests were successfully conducted of the technology to enhance oil recovery using oil-displacing thickened composition NINKA-Z on the experimental plot of Permian-Carboniferous heavy oil deposit of the Usinsky field that being developed by steam stimulation. Pilot projects have shown high efficiency of the technology, significant effects were received on increasing oil production, reduction of water cut and intensification of development. The technology is environmentally friendly and technologically efficient. The technology is promising for the industrial use of heavy oil deposits.

Keywords: oil-displacing compositions, surfactants, alkaline buffers, urea, hydrolysis, CO₂, kinetics, rheology, viscosity, oil recovery enhancement, physical and chemical technologies, heavy oil, Permian-Carboniferous deposit, Usinsky field, steam stimulation, pilot tests

References

- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools. *Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014. Pp. 10-11.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*. 2008. V. 63. No. 1. Pp. 37-48.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Effect of in situ generated CO₂ and alkaline buffers on rheological properties of high viscosity oils. *Progress in Mining and Oilfield Chem.* Vol. 5 Advances in Incremental Petroleum Production. Ed. by I. Lakatos. Akademiai Kiado. Budapest. 2003. Pp. 123-132.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Cambridge, UK. 2011. Paper A13. DOI: 10.3997/2214-4609.201404753
- Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. Kompozitsii PAV dlya effektivnogo paroteplovogo vozdeystviya na plast [Surfactant compositions for efficient thermal-steam-stimulation]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2010. No. 6. Pp. 68-75. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi zalezhey vysokovyazkikh neftey fiziko-khimicheskimi metodami [Improved high-viscosity oil recovery by using physicochemical methods]. *Tekhnologii TEK = Energy Technologies*. 2007 a. No. 1 (32). Pp. 46-52. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov neftyanykh mestorozhdeniy (obzor) [Physical and chemical methods for enhanced oil recovery (review)]. *Uspekhi khimii = Russian Chemical Reviews*. 2007 b. V. 76. No. 10. Pp. 1034-1052. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Staseva L.A. Kinetika geleobrazovaniya v sisteme sol' alyuminiya – karbamid – voda [The kinetics of the gelling in a system: aluminum salt – carbamide – water]. *Fiziko-khimicheskie svoystva rastvorov i dispersiy: Sb. statey* [Physical and chemical properties of solutions and dispersions: Coll. papers]. Novosibirsk: Nauka Publ. 1992. Pp. 18-24. (In Russ.)

Barkov S., Grunis E., Khavkin A. Neftedobycha: zapasy i KIN [Oil production: reserves and oil recovery factor]. Available at: <http://neftgaz.ru/science/view/932/> (accessed 26.05.2015). (In Russ.)

Bogoslovskiy A.V., Altunina L.K. Sposob izmereniya reologicheskikh svoystv kontaktiruyuschikh zhidkostey [Measuring method of rheological properties of interfacial fluids]. Patent 1229647 RF. 1985. Bull. No. 17. (In Russ.)

Tarasjuk, V.M. Vysokovyazkie nefii i prirodnye bitumy [High-viscosity oil and natural bitumen]. *Ekologicheskij vestnik Rossii = Ecological herald of Russia*. 2014. No. 6. Pp. 22-27. (In Russ.)

Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Dinamika doli otositel'nogo sodержaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefii v obschem balanse [Dynamics of relative content of reserves difficult to recover in overall balance]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology. Theory and practice*. 2007 (2). Pp. 1-11. <http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf> (In Russ.)

For citation: Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Staseva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V. Oil-Displacing Surfactant Composition with Controlled Viscosity for Enhanced Oil Recovery from Heavy Oil Deposits. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 1. Pp. 281-288. DOI: 10.18599/grs.18.4.5

Information about authors

Lyubov K. Altunina – Professor, Dsc in Engineering, Head of the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Director of the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 634055, Tomsk, Akademicheskij ave., 4

Phone: +7(3822) 491-623, 491-146

E-mail: alk@ipc.tsc.ru

Vladimir A. Kuvshinov – PhD in Chemistry, Leading Research Scientist, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 634055, Tomsk, Akademicheskij ave., 4

Phone: +7(3822) 492-411

E-mail: vak2@ipc.tsc.ru

Lyubov A. Staseva – Research Scientist, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 634055, Tomsk, Akademicheskij ave., 4

Phone: +7(3822) 492-457

E-mail: lkh304@ipc.tsc.ru

Ivan V. Kuvshinov – Leading programmer, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 634055, Tomsk, Akademicheskij ave., 4

Phone: +7(3822) 492-411

E-mail: kiv@ipc.tsc.ru

Vladimir V. Kozlov – PhD in Chemistry, Research Scientist, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Russia, 634055, Tomsk, Akademicheskij ave., 4

Phone: +7(3822) 492-457

E-mail: kozlov_vv2004@mail.ru

Manuscript received October 24, 2016