

# Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений

Л.К. Алтунина\*, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов  
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия

Рассмотрены физико-химические аспекты увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой высоковязкой нефти, разрабатываемых на естественном режиме и в сочетании с тепловыми методами, композициями на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Факторами, вызывающими химическую эволюцию композиций, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами.

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтевытесняющие композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. В результате экспериментальных исследований кислотно-основных равновесий в системах с донорно-акцепторными взаимодействиями – многоосновной неорганической кислоты и полиола, влияния на них электролитов, неэлектролитов и ПАВ, выбраны оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотных композиций. При взаимодействии первоначально кислотной композиции с карбонатным коллектором выделяется  $\text{CO}_2$ , вязкость нефти снижается в 1.2-2.7 раза, повышается рН композиции, и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтевытесняющую композицию. Таким образом, обеспечивается эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, применима в широком интервале температур – от 10 до 200 °С.

В 2014-2018 гг. успешно проведены промышленные испытания технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти с применением кислотной нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений на опытных участках пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, разрабатываемых на естественном режиме и паротепловым воздействием. Опытно-промышленные работы показали высокую эффективность технологий, получены значимые эффекты по увеличению дебита нефти, снижению обводненности и интенсификации разработки. Технологии экологически безопасны и технологически эффективны. Перспективно промышленное использование технологий для залежей высоковязких нефтей.

**Ключевые слова:** высоковязкие нефти, увеличение нефтеотдачи, физико-химические технологии, кислотные нефтевытесняющие композиции, ПАВ, многоосновные кислоты, полиолы, координационные соединения, кислотно-основные равновесия,  $\text{CO}_2$ , реология, вязкость, Усинское месторождение, опытно-промышленные испытания

**Для цитирования:** Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. (2019). Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений. *Георесурсы*, 21(4), с. 103-113. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>

## Введение

В настоящее время тяжелые, высоковязкие нефти рассматриваются в качестве основного резерва мировой добычи углеводородов, что определяет актуальность фундаментальных научно-исследовательских работ по формированию новых подходов к решению проблем их наиболее полного извлечения из пласта (Romero-Zeron, 2016; Муслимов, 2012; Sheng, 2011). Для решения проблемы увеличения нефтеотдачи залежей тяжелой, высоковязкой нефти предлагается широкий спектр различных методов. Самыми распространенными являются термические

методы, основанные на снижении вязкости нефти при нагревании, что повышает степень её извлечения из пласта-коллектора (Рузин и др., 2013; Hascakir, 2017; Бурже и др., 1989; Kovscek, 2012). Исследуются разнообразные варианты термического воздействия, использующие закачку в пласт водяного пара и горячей воды, а также процессы внутрипластового сухого и влажного горения, термохимического генерирования тепла за счет реакций с пластовой водой и породой, микроволнового нагрева, тепла геотермальных источников. Из термических методов наиболее эффективным, достигшим стадии широкомасштабного промышленного применения, оказался метод паротеплового воздействия путем стационарной или циклической закачки водяного пара в пласт. Однако паротепловое воздействие является технологически сложной

\* Ответственный автор: Любовь Константиновна Алтунина  
E-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

© 2019 Коллектив авторов

и высокзатратной системой разработки месторождения. Поэтому перспективно применение физико-химических методов для интенсификации разработки и повышения нефтеотдачи залежей тяжелых высоковязких нефтей в виде нетермических «холодных» технологий и в сочетании с паротепловым воздействием (Altunina, Kuvshinov, 2008; Алтунина, Кувшинов, 2007; Altunina et al., 2015).

В работах Института химии нефти Сибирского отделения РАН указанный подход реализуется путем создания «интеллектуальных» композиций на основе генерируемых непосредственно в пласте термотропных неорганических и полимерных золеобразующих и гелеобразующих композиций, а также нефтewытесняющих композиций с регулируемой вязкостью и щелочностью для закачки в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи, снижения обводненности добывающих скважин и интенсификации добычи нефти в осложненных условиях эксплуатации, в том числе для месторождений высоковязких нефтей, разрабатываемых как с применением термических методов, так и без теплового воздействия (Altunina et al., 2013, 2016, 2017; Алтунина и др., 2017; Кувшинов и др., 2017).

В данной работе рассматриваются физико-химические аспекты увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти, разрабатываемых на естественном режиме и в сочетании с тепловыми методами, с использованием циклического и стационарного воздействия на пласт химически эволюционирующими системами на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), координирующих растворителей и комплексных соединений. Факторами, вызывающими химическую эволюцию систем в пласте, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами. В результате химической эволюции инжектируемых систем в пласте, в процессе нефтewытеснения последовательно, закономерно сменяя друг друга, образуются эффективные нефтewытесняющие жидкости с высокой кислотнo-основной буферной емкостью, регулируемой вязкостью, а также эмульсионные и газо-жидкостные системы коллоидной степени дисперсности.

### Кислотно-основные равновесия в системах «многоосновная кислота – полиол – вода»

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтewытесняющие композиции нового типа на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, в частности, координационных соединений многоосновных неорганических кислот с многоатомными спиртами (полиолами), химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтewытеснения. В результате экспериментальных исследований кислотнo-основных равновесий в системах с донорно-акцепторными взаимодействиями – многоосновной

неорганической кислоты и многоатомного спирта, влияния на них электролитов, неэлектролитов и ПАВ, выбраны оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотных композиций.

В системах «неорганическая поликислота – полиол» за счет донорно-акцепторного взаимодействия образуются комплексные кислоты, намного более сильные, чем исходная кислота (Шварц, 1990; Shvarts et al., 2005). Донорно-акцепторное взаимодействие позволяет усилить кислотность нефтewытесняющих композиций и увеличить продолжительность их действия в пласте за счет повышения буферной емкости и расширения диапазона буферного действия в кислой области pH. Донорно-акцепторное взаимодействие протекает в среде водного раствора полиола, например, глицерина, маннита, сорбита. Такой раствор является координирующим растворителем, полиол в нем – основание Льюиса, донор электронной пары. Растворенные в координирующем растворителе кислоты Льюиса, например, борная кислота, а также акваионы некоторых металлов: кальция, магния, железа и алюминия, являются акцепторами электронной пары донора. Химическая связь по типу донор-акцептор обладает свойствами поляризованной ковалентной связи и называется координационной связью. Взаимодействие донора и акцептора приводит к образованию молекулярного комплекса донор-акцептор, называемого координационным соединением или аддуктом. Комплекс является намного более сильной кислотой, чем исходная кислота Льюиса. В России и за рубежом этот факт вызвал интерес к исследованию возможности применения комплексных кислот в физико-химических технологиях повышения нефтеотдачи.

На рисунке 1 приведена схема образования комплексной кислоты и ее диссоциации на ионы на примере взаимодействия борной кислоты и глицерина.

Глицеринборная кислота стехиометрического состава, указанного на рисунке 1, в условиях наших экспериментов является доминирующей формой координационного полиолборатного комплекса.

Атом кислорода гидроксильной группы в молекуле глицерина – донор – отдает свою неподеленную электронную пару на свободную орбиталь акцептора – атома бора в молекуле борной кислоты. В результате из одной молекулы борной кислоты и двух молекул глицерина образуется молекула координационного соединения – глицеринборная кислота, на четыре порядка более сильная, чем борная кислота. Вместо борной кислоты в этой схеме может находиться акваион металла, обладающий свойствами кислоты Льюиса, например, двухзарядный катион кальция и магния или трехзарядный катион алюминия и железа. Молекулы комплексной кислоты способны взаимодействовать с акваионами металлов за счет своих гидроксильных спиртовых групп. На рисунке 2 приведена схема реакции, в которой отражена стереохимическая

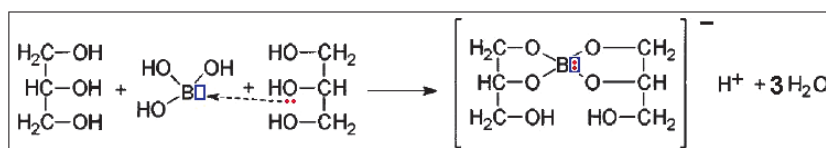


Рис. 1. Донорно-акцепторное взаимодействие борной кислоты и глицерина с образованием комплексной глицеринборной кислоты

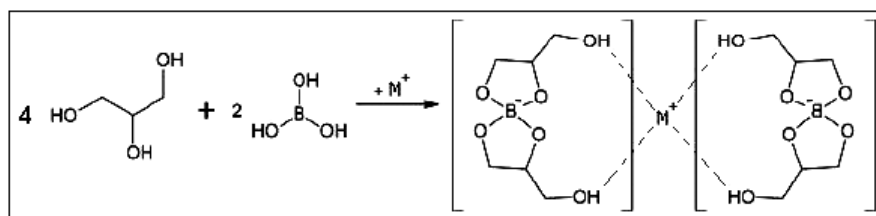


Рис. 2. Схема взаимодействия глицеринборной кислоты с катионом металла в растворе с образованием растворимого внешнесферного циклического комплекса

особенность молекулы глицеринборной кислоты – её способность образовывать растворимые внешнесферные циклические комплексы с ионами металлов за счет концевых гидроксильных групп.

Схема на рисунке 2 гипотетическая, основана на экспериментальных результатах (рис. 3) – повышенной вязкости глицеринборной кислоты в концентрированных водно-глицериновых растворах солей двух и трехвалентных металлов.

При увеличении концентрации акваионов металла в растворе, наряду с циклическими структурами, возможно образование полимероподобных ассоциатов, в которых акваионы металлов играют роль мостиков, связывающих молекулы комплексной кислоты в линейные и разветвленные пространственные ассоциативные структуры. Как правило, такое структурообразование приводит к значительному возрастанию вязкости. Способ регулирования вязкости и плотности добавками солей указанных металлов может быть полезным для регулирования физико-химических и реологических свойств композиций. Кроме того, такое взаимодействие способствует совместимости комплексных кислот на основе полиолов с пластовыми водами, особенно с высокоминерализованными, с большим содержанием солей кальция и магния.

Система «борная кислота – многоатомный спирт – электролиты – вода» представляет интерес в качестве основы нового типа нефтевытесняющих жидкостей, эффективных при низких пластовых температурах, при которых традиционные нефтевытесняющие жидкости малоэффективны. Физико-химические свойства этой системы обуславливаются донорно-акцепторным взаимодействием многоатомных спиртов с борной кислотой, в котором анионы кислоты выступают в качестве четырехдентантного лиганда, являющегося кислотой Льюиса. В результате в этой системе в зависимости от pH и природы присутствующих электролитов образуются различные

координационные комплексы глицерина и анионов борной кислоты. Эти комплексы при взаимодействии с водорастворимыми неионогенными ПАВ образуют эффективные нефтевытесняющие жидкости с высокой смачивающей и моющей способностью.

Борная кислота является слабой кислотой, ее  $pK = 9.2$ , но с глицерином она образует достаточно сильную глицеринборную кислоту (Рахманкулов и др., 2003; Крешков, 1977), у которой  $pK$  для концентрации глицерина 1M равна 6.5, для концентрации глицерина 3.5M – 5.7 (Шарло, 1965). Глицеринборная кислота и ее соли лучше растворимы в воде, чем соли борной кислоты. Это обусловлено большей гидрофильностью их молекул и насыщенностью координационных связей бора. Поэтому глицеринборная кислота и ее соли хорошо совместимы с минерализованными пластовыми водами.

В Институте химии нефти Сибирского отделения РАН (ИХН СО РАН) проведены экспериментальные исследования кислотно-основных равновесий в системах «борная кислота – полиол – вода». Значения pH растворов получали потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода с использованием микропроцессорного лабораторного pH-метра производства HANNA Instruments, плотность – пикнометрическим методом. Измерение вязкости растворов полиолов проводили с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком. Исследования реологических свойств растворов и нефти проводили методом ротационной вискозиметрии с использованием вискозиметра «Реотест-2.1.M» (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S2) и Реометра HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC16 DIN/Ti) при различных скоростях сдвига и температурах.

Установлено, что при взаимодействии борной кислоты и полиолов в результате образования комплексных кислот значение pH 1 % раствора борной кислоты в

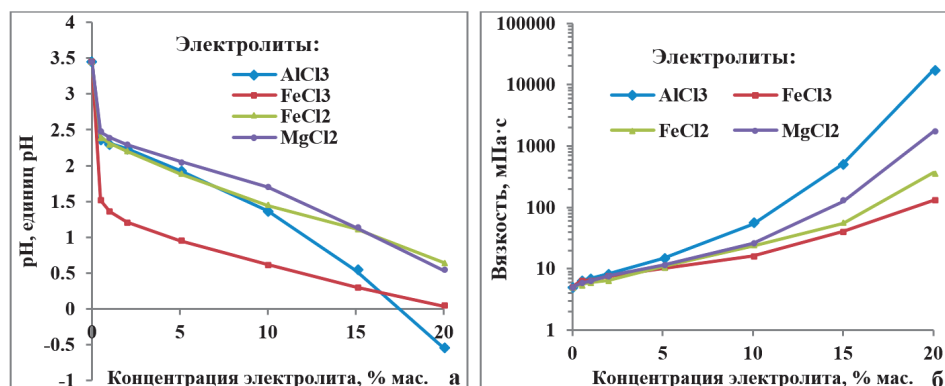


Рис. 3. Зависимость pH (а) и вязкости (б) растворов, содержащих 5 % мас. борной кислоты и 50 % мас. глицерина от концентрации электролитов

водно-спиртовых растворителях при увеличении концентрации многоатомных спиртов в растворителе снижается от 5.9 ед. рН до 1.7-2.7 ед. рН, 5 % раствора – от 3.4 до 1.5-2.2 ед. рН и 10 % – до 1.3-1.8 ед. рН (например, рис. 4а). При этом вязкость растворов значительно увеличивается (рис. 4б). Уменьшение рН с увеличением концентрации полиола носит монотонный характер, обусловленный непрерывным сдвигом равновесия реакции ионизации, сопряженным со сдвигом реакции образования комплекса борной кислоты с полиолом, что подтверждается рассчитанными значениями концентрационных констант образования и ионизации глицеринборной кислоты в глицериновом координирующем растворителе.

В результате исследования влияния электролитов на кислотно-основные равновесия растворов в системе «вода – глицерин – борная кислота» установлено, что наиболее сильное влияние на кислотное равновесие оказывают хлориды алюминия  $AlCl_3$ , железа  $FeCl_3$ ,  $FeCl_2$  и магния  $MgCl_2$  (рис. 3). Так, при увеличении концентрации хлорида алюминия в растворе до 20 % мас. значения рН снижаются до минус 0.54 ед. рН (рис. 3а), значения вязкости растворов увеличиваются до 17500 мПа·с (рис. 3б).

Добавление ПАВ существенно не влияет на кислотно-основные равновесия растворов в системе «вода – глицерин – борная кислота» и их физико-химические характеристики растворов (рН, вязкость, плотность).

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, наряду с кислотно-основными свойствами, важным является реологическое поведение нефтевытесняющих композиций. В связи с этим были исследованы реологические свойства растворов композиций на основе системы «ПАВ – глицерин – борная кислота – электролиты» методом ротационной вискозиметрии с использованием ротационного вискозиметра «Реотест-2.1.М» (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S1). При различных скоростях сдвига получены реологические кривые течения растворов, определены значения вязкостей. Установлено, что композиции на основе системы «ПАВ – глицерин – борная кислота – электролиты» являются ньютоновскими жидкостями, то есть зависимость напряжения от скорости сдвига имеет линейный характер, и значения вязкости не зависят от скорости сдвига (рис. 5) несмотря на высокие значения вязкости растворов.

Таким образом, введение полиолов, например, глицерина, маннита, сорбита, в состав нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ и многоатомных кислот приводит к увеличению их кислотности, снижению рН

и температуры замерзания растворов, увеличению их вязкости и плотности, улучшению их совместимости с минерализованными пластовыми водами. Исследование кислотно-основных равновесий в системах «борная кислота – полиол – вода» с донорно-акцепторными взаимодействиями, изучение влияния электролитов, неэлектролитов и ПАВ, позволило установить закономерности образования координационных соединений и выбрать состав и концентрации компонентов для создания кислотных композиций с коллоидно-химическими свойствами, оптимальными для целей нефтевытеснения.

### Физико-химические и реологические свойства нефтевытесняющих кислотных композиций на основе ПАВ, борной кислоты и полиола

На основе проведенных исследований в ИХН СО РАН создана кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина (композиция ГБК), реализующая концепцию химически эволюционирующих систем. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (ниже 0.001 мН/м на границе с нефтью Усинского месторождения). Плотность композиции можно регулировать от 1100 до 1300 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – от десятков до сотен мПа·с.

Композиция применима для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин в широком интервале температур – от 10 до 200 °С; наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности, пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта.

В результате взаимодействия кислотной композиции с карбонатным коллектором выделяется  $CO_2$ , который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Кроме того, при высоких температурах, больше 70 °С, в результате взаимодействия с карбонатным коллектором и гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, рН композиции повышается с 2.8-3.1 до 8.8-10.0 (рис. 6), и она химически

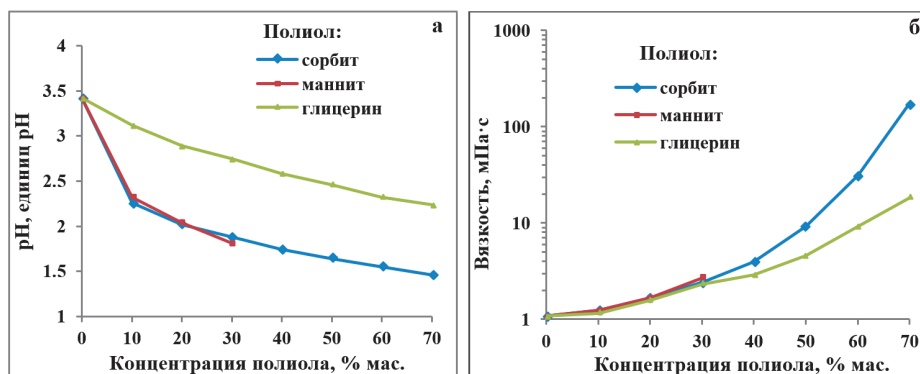


Рис. 4. Зависимость рН (а) и вязкости (б) раствора, содержащего 5 % мас. борной кислоты от концентрации полиола

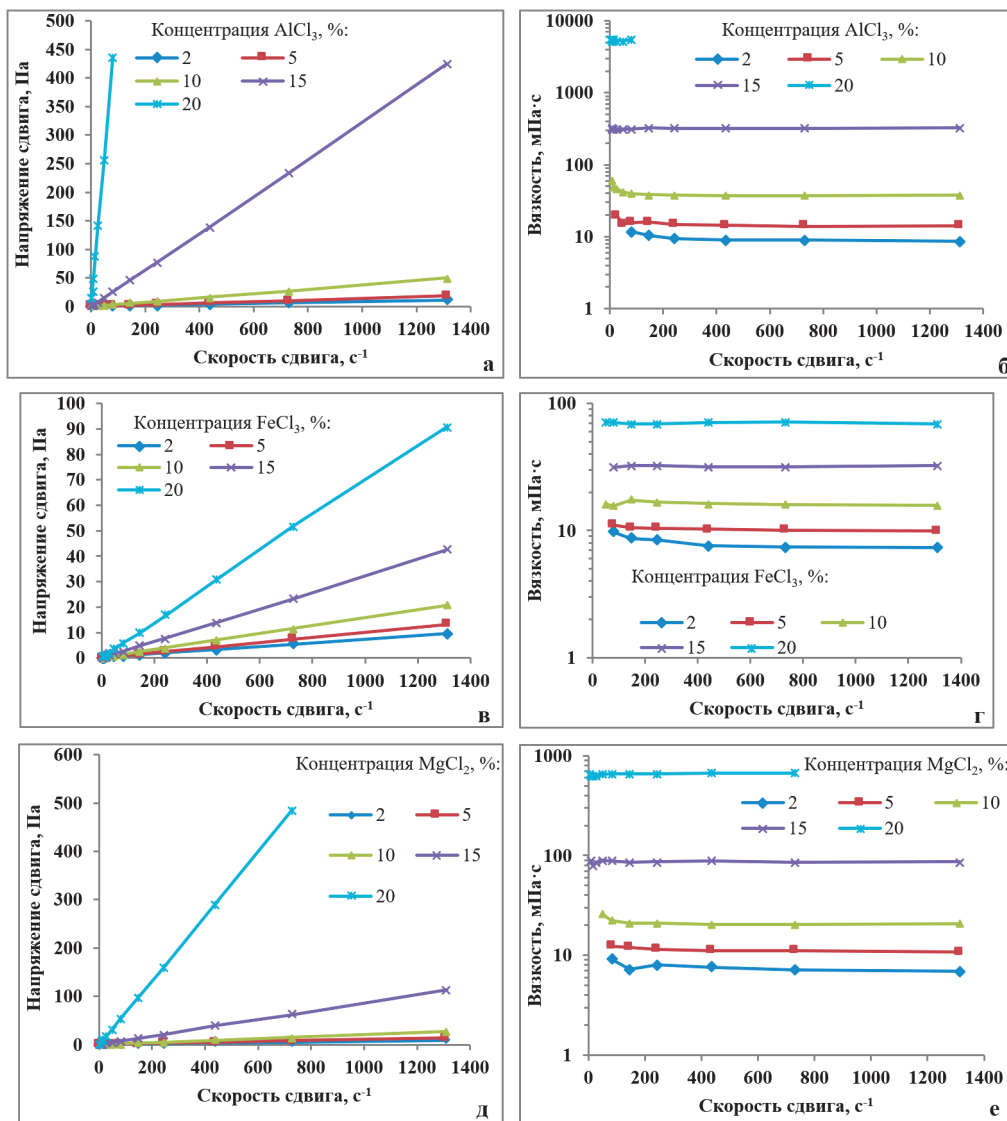


Рис. 5. Реологические кривые течения (а, в, д) и зависимости вязкости (б, г, е) растворов, содержащих ПАВ, борную кислоту, глицерин и электролиты, от скорости сдвига

эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтewытесняющую композицию, обеспечивающую эффективное нефтewытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. После термостатирования с композицией и карбонатным коллектором при температуре выше 70 °С вязкость нефти снижается в 1.2-2.7 раза (рис. 7).

Методом ротационной вискозиметрии исследовали реологические свойства нефти Усинского месторождения

до термостатирования и после термостатирования исходной нефти с нефтewытесняющей кислотной композицией ГБК при температурах 70, 90 и 120 °С. При различных скоростях сдвига и температурах в интервале от 20 до 90 °С получены реологические кривые течения нефти и определены значения вязкостей (рис. 8). Нефть Усинского месторождения представляет собой коллоидно-дисперсную систему со слабо выраженными неньютоновскими свойствами. Термостатирование с нефтewытесняющей

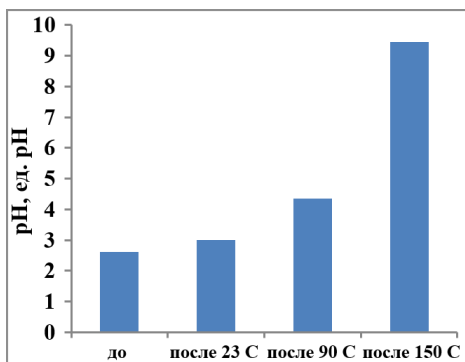


Рис. 6. Значения рН композиции ГБК до и после термостатирования с карбонатным коллектором при различных температурах

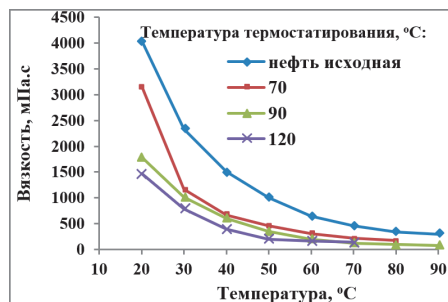


Рис. 7. Температурная зависимость вязкости нефти Усинского месторождения до и после термостатирования с композицией ГБК при различных температурах

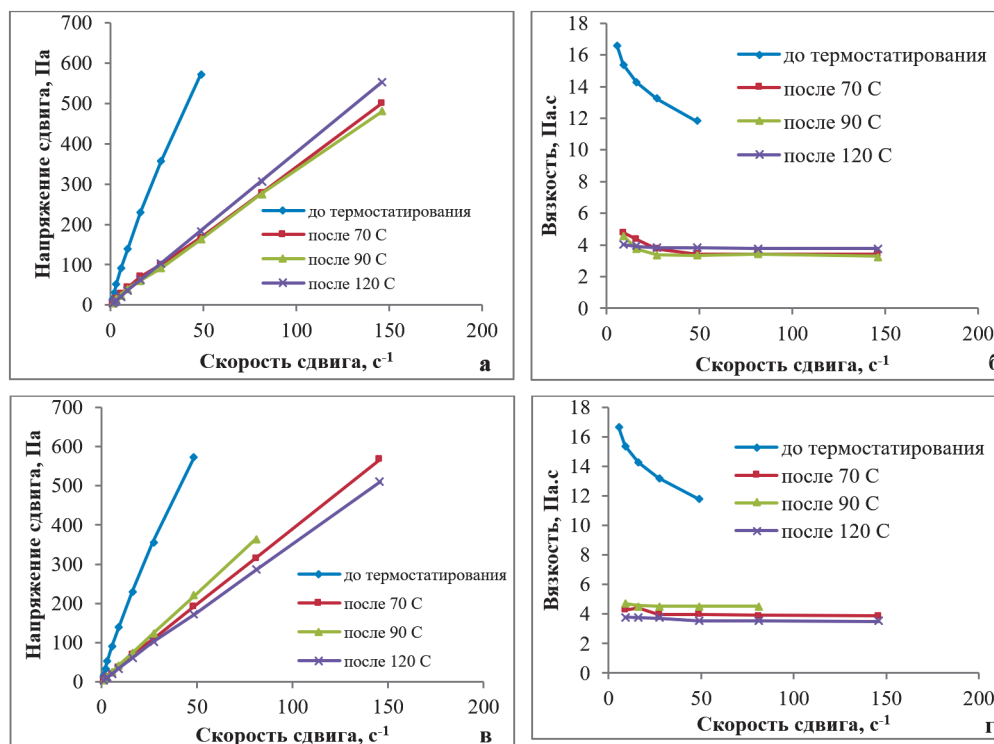


Рис. 8. Реологические кривые течения (а, в) и зависимость вязкости нефти Усинского месторождения от скорости сдвига (б, г) до и после термостатирования при различных температурах с композицией ГБК (а, б), и с композицией ГБК при добавлении карбонатной породы (в, г). Измерения проведены при 20 °С.

кислотной композицией значительно снижает вязкость нефти. Нефть теряет неньютоновские свойства и становится ньютоновской жидкостью, то есть зависимость напряжения от скорости сдвига приобретает линейный характер.

Кроме того, методом протонного магнитного резонанса (ПМР) с использованием прибора ЯМР-Фурье-спектрометр AVANCEAV 300 фирмы «Bruker» (Германия) установлено, что нефтewытесняющие кислотные композиции ГБК имеют деэмульгирующие свойства. Из ПМР-спектров следует, что в результате термообработки нефти с композициями ГБК при различных температурах содержание воды в нефтяной фазе системы «нефть – композиция» снижается, причем, чем выше температура термообработки, тем меньше воды остается в нефтяной фазе.

### Опытно-промышленные работы с применением кислотной нефтewытесняющей композиции ГБК

Кислотная нефтewытесняющая композиция ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина может применяться при обработке призабойных зон (ОПЗ) нагнетательных и добывающих скважин с использованием различных схем закачки: одной оторочкой, несколькими оторочками, чередующейся закачкой оторочек композиции ГБК разной концентрации. При чередующейся закачке оторочек композиции ГБК сначала закачивается оторочка композиции, разбавленная в 3-10 раз (оптимально в 5 раз), затем оторочка композиции ГБК, разбавленная в 2 раза, снова оторочка композиции, разбавленная в 3-10 раз и т.д. После закачки всего объема композиция ГБК продавливается в пласт из насосно-компрессорных труб (НКТ) буферным объемом воды (8-10 м³). Время

воздействия композиции ГБК на призабойную зону скважины составляет от 12 часов до 1-3 суток, на этот период скважина должна быть закрыта.

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки залежей тяжелых высоковязких нефтей без теплового воздействия предложены «холодные» физико-химические технологии с применением «интеллектуальных» нефтewытесняющих композиций на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений. Для увеличения дебитов низкопродуктивных добывающих скважин пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения по нефти и жидкости без паротеплового воздействия предложена реагентоциклика (аналогично пароциклике) с применением кислотной нефтewытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина. В добывающую скважину закачивается оторочка композиции ПАВ, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7-14 суток (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. В результате наблюдается увеличение добычи нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта.

С 29.05.2014 по 26.07.2014 г. на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия по варианту реагентоциклики. ООО «ОСК» произведена закачка композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих

скважин. Объем закачки композиции находился в интервале 30-50 м<sup>3</sup>, объем концентрата композиции – 9-15 м<sup>3</sup>. На рисунке 9 представлена характерная реакция скважин непосредственно после закачки, а на рисунке 10 – обобщенный график увеличения дебитов по нефти и по жидкости суммарно по всем 10 скважинам за период наблюдения после обработки 19 месяцев и средние значения месячных дебитов по нефти для отдельных скважин до и после обработки композицией ГБК (по итогам 19 месяцев).

После закачки кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и полиола наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5.5-14.8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15-25 м<sup>3</sup>/сут. Средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес, по результатам 19 месяцев после обработки – 185 т/мес, то есть прирост дебита по нефти составил в среднем 104 т/мес на скважину. Дополнительно добытая нефть за период наблюдения 19 месяцев составила ~20 000 т по 10 скважинам, или ~2000 т/скв.; эффект не закончился.

По результатам проведенных работ технология применения кислотной композиции ГБК пролонгированного действия для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород

карбонатного коллектора и повышения продуктивности низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению.

На пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения в 2017-2018 гг. успешно проведена апробация технологии по восстановлению приемистости горизонтальной скважины и повышению нефтеотдачи при тепловом воздействии закачкой кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина. В 2017 г. на Юго-Восточном опытном участке пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совместно с ИХН СО РАН, филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и ООО «ОСК» проведена закачка гелеобразующей и нефтевытесняющей композиций с последующим восстановлением приемистости по жидкости и увеличением нефтеотдачи с применением кислотной композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений: обработка горизонтальных горячих водонагнетательных скважин 10ГС и 11ГС композициями ГАЛКА® и НИНКА-З в июне-сентябре 2017 г., с последующей обработкой скважины 10ГС кислотной композицией ГБК на основе ПАВ.

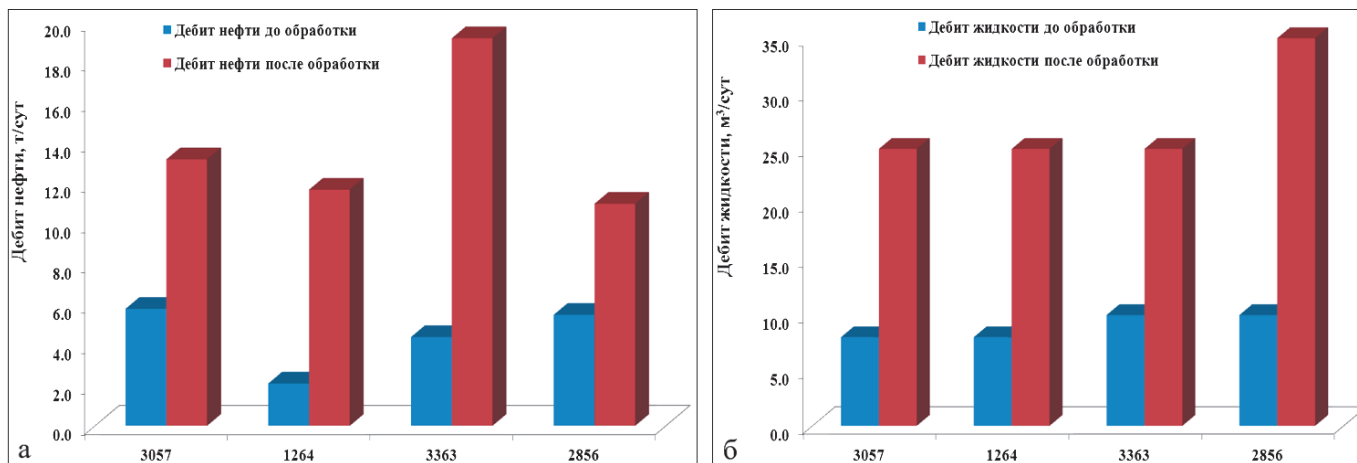


Рис. 9. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах №№ 3057, 1264, 3363, 2856 пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти (а) и по жидкости (б) непосредственно после закачки

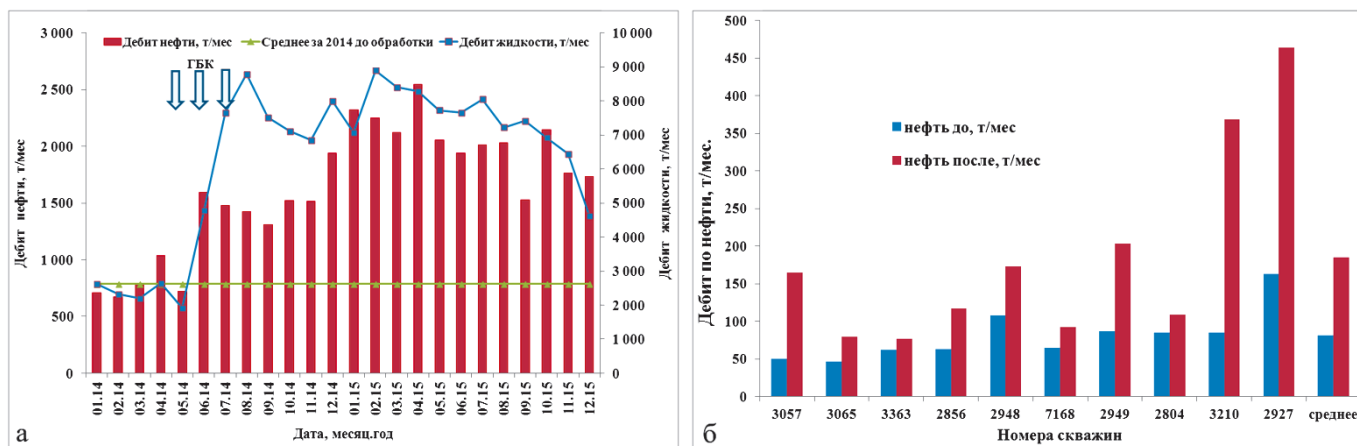


Рис. 10. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 10 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; (б) – среднее значение месячных дебитов по нефти для отдельных скважин за период наблюдения 19 мес. по отдельным скважинам до и после обработки композицией ГБК

Неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА® в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, а в пластовых условиях превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов. Для приготовления композиций используется вода любой минерализации. Применены для неоднородных пластов с проницаемостью от 0.01 до 30 мкм<sup>2</sup>. Время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в интервале температур 10-320 °С. С их использованием разработаны пять гель-технологий увеличения нефтеотдачи, которые промышленно используются на месторождениях Западной Сибири и Республики Коми (Altunina, Kuvshinov, 2008; Алтунина, Кувшинов, 2007; Altunina et al., 2015; Алтунина и др., 2017). Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран.

Загущенная композиция НИНКА-3 является одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией, применяется для увеличения и коэффициента нефтевытеснения, и коэффициента охвата залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых паротепловым воздействием (Altunina et al., 2011, 2015; Алтунина и др., 2016). В пласте при тепловом воздействии карбамид гидролизуется, образуя CO<sub>2</sub> и NH<sub>3</sub>, который с солью аммония дает щелочную аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения. Повышение pH вызывает гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида алюминия, при этом вязкость композиции увеличивается на 1-2 порядка, что приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков, снижению вязкости нефти и ее доотмыву. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти.

На скважинах №№ 10ГС и 11ГС, расположенных на Юго-Восточном опытном участке (рис. 11), осуществляют закачку горячей воды в нижний объект разработки. Юго-Восточный участок (куст скважины 70Ц) входит в состав южного актуального участка. До 2012 г. участок разрабатывался на естественном режиме, на момент внедрения системы поддержания пластового давления

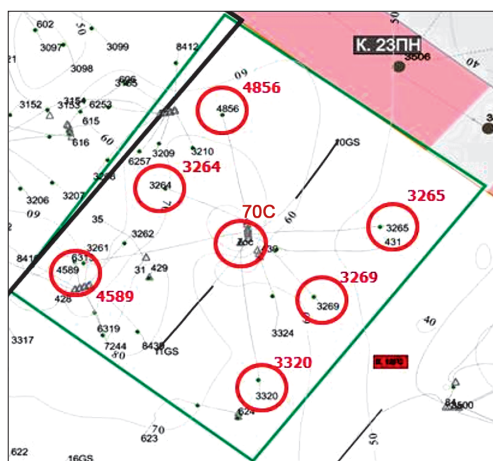


Рис. 11. Участок опытно-промышленных работ в районе куста скважины № 70Ц

(ППД) средневзвешенное пластовое давление составляло 8.58 МПа, среднесуточный дебит жидкости – 22 т/сут, среднесуточный дебит нефти – 10.4 т/сут, обводненность – 52 %. С организацией одновременной закачки горячей воды в скважины №№ 10ГС, 11ГС в декабре 2012 г. с приемистостью по 400 т/сут (общая суточная закачка 800 т/сут) пластовое давление стабилизировалось и на момент анализа составляло 9.2 МПа, но в результате прорыва воды резко выросла обводненность окружающих скважин в феврале 2013 г., с 57 до 65 %, после этого объемы закачки были скорректированы. С июня 2013 г. скважины №№ 10ГС, 11ГС эксплуатируются циклически по 30 дней, суточная приемистость одной скважины около 400 м<sup>3</sup>/сут. После перехода на циклический режим закачки средний дебит жидкости окружающих скважин составил 30 т/сут, средний дебит нефти – 9 т/сут.

На нагнетательной скважине № 10ГС 30-31.07.2017 проведены мероприятия по закачке гелеобразующей композиции ГАЛКА® для перераспределения фильтрационных потоков, ограничения водопритока; закачено 100 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 720 м<sup>3</sup>/сут, после – 640 м<sup>3</sup>/сут. Мероприятия по закачке нефтевытесняющей и потокоотклоняющей композиции НИНКА-3 для выравнивания профиля приемистости и доотмыва остаточной нефти выполнены 09-11.08.2017; закачено 200 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 640 м<sup>3</sup>/сут, после – 640 м<sup>3</sup>/сут. В целом, по результатам проведения работ отмечается снижение приемистости скважины на 80 м<sup>3</sup>.

На нагнетательной скважине № 11ГС 27-28.08.2017 проведены мероприятия по закачке композиции ГАЛКА®; закачено 80 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 720 м<sup>3</sup>/сут, после – 520 м<sup>3</sup>/сут. Мероприятия по закачке композиции НИНКА-3 выполнены 14-15.09.2017; закачено 160 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 510 м<sup>3</sup>/сут, после – 520 м<sup>3</sup>/сут. В целом по результатам проведения работ отмечается снижение приемистости скважины на 200 м<sup>3</sup>. Ввиду того, что скважины расположены на одном участке залежи, и закачка композиций выполнена приблизительно в один период, далее их влияние на добывающие скважины рассматривается совместно.

В декабре 2017 г. при работе скважины № 10ГС наблюдался рост давления на печи 70Ц, после этого печь переведена на штуцер 2 мм, но это не привело к снижению давления. Для снижения давления на печи увеличили штуцер на скважине № 11ГС. Косвенно это свидетельствует о снижении приемистости в скважине № 10ГС. Для интенсификации приемистости было принято решение в скважине № 10ГС выполнить ОПЗ с применением нефтевытесняющей кислотной композиции ГБК на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина. В январе 2018 года была выполнена закачка в скважину 10ГС 50 м<sup>3</sup> кислотной композиции, оторочками по 5 м<sup>3</sup>, с чередующимся изменением соотношения композиция : вода, равным 1:1 и 1:9, согласно разработанного технического плана и инструкции по применению композиции.

На рисунке 12 представлен график работы по 20 добывающим скважинам участка, окружающим скважины 10 и 11ГС. На рисунке отмечены моменты обработки композициями. Видно, что в первые месяцы эффект был не слишком заметен, что можно объяснить как обычной



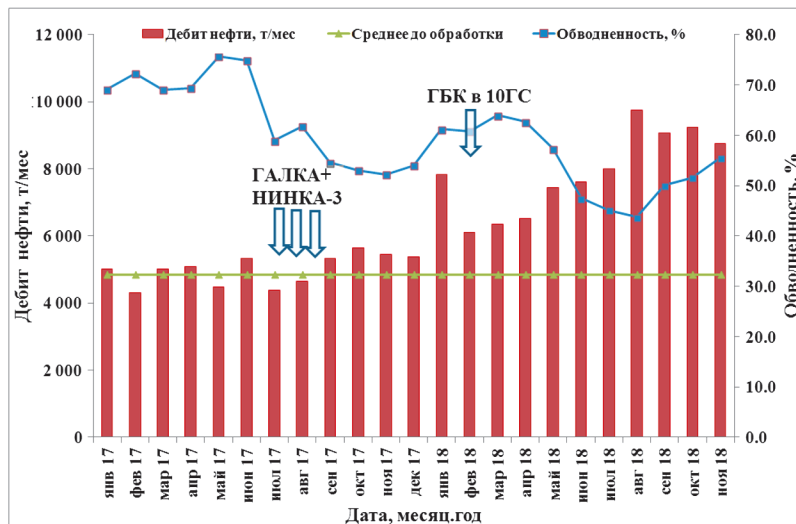


Рис. 12. Результаты комплексной обработки композициями ГАЛКА+НИНКА-3, с дополнительной обработкой кислотной композицией ГБК нагнетательных скважин 10ГС и 11ГС в 2017-2018 гг.

для обработок добывающих скважин задержкой эффекта в 2-4 месяца, обусловленной временем перераспределения потоков и прохождения фронта жидкости между нагнетательной и добывающими скважинами, а также снижением приемистости в скважине 10ГС.

После проведения мероприятий по увеличению приемистости на скважине 10ГС с закачкой кислотной композиции ГБК, на графике виден стабильный прирост дебита нефти. Снижение обводненности зафиксировано практически сразу же после обработки и сохраняется все время наблюдения эффекта. На текущий момент зафиксирована продолжительность эффекта 14 месяцев, дополнительная добыча нефти по участку составляет 35400 т, или ~4.2 т/сут. на каждую добывающую скважину, то есть наблюдается увеличение добычи нефти и интенсификация разработки, что подтверждает эффективность композиции ГБК и предложенной технологии.

Таким образом, показана возможность применения кислотной композиции ГБК на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений в случае необходимости восстановить или увеличить приемистость нагнетательной скважины, в том числе после обработок гелеобразующими и/или высоковязкими составами.

## Заключение

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтевытесняющие композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующие непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения.

Основными физико-химическими факторами увеличения нефтеотдачи является взаимодействие первоначально кислотной композиции с карбонатным коллектором с выделением  $\text{CO}_2$  и снижением вязкости нефти в 1.2-2.7 раза, приводящее к повышению pH композиции и её превращению в щелочную нефтевытесняющую композицию с большой буферной емкостью. Эти факторы обеспечивают эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт в широком

диапазоне разбавления водой в процессе внутрислоистой фильтрации.

Присутствие ПАВ и полиолов в композиции обеспечивает её совместимость с минерализованными пластовыми водами, низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (ниже 0.001 мН/м) и применимость в широком интервале пластовых температур (от 10 до 200 °С). При этом композиции являются ньютоновскими жидкостями с высокой вязкостью (от десятков до сотен мПа·с), соизмеримой с вязкостью нефти.

Все используемые в композициях ГБК реагенты являются продуктами многотоннажного промышленного производства. Композиции имеют высокую технологичность, в том числе и в северных регионах, так как они низкозастывающие; для их приготовления и закачки используется стандартное нефтепромысловое оборудование.

Применение в промышленном масштабе кислотных нефтевытесняющих композиций нового типа на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, реализующих концепцию химически эволюционирующих систем, а также экологически безопасных технологий с их использованием, имеющих высокую технологическую и экономическую эффективность, позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей и месторождения Арктического региона.

## Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование», Соглашение о предоставлении субсидии №14.604.21.0176 от 26.09.2017 г., уникальный

идентификатор – RFMEFI60417X0176. Результаты работ получены с использованием научного оборудования Томского регионального центра коллективного пользования ТНЦ СО РАН, Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

## Литература

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. (2007). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор). *Успехи химии*, 76(10), с. 1034-1052.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А., Чертенков М.В., Шкрабюк Л.С., Андреев Д.В. (2017). Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 26-29.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. (2016). Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Георесурсы*, 18(4), ч. 1, с. 281-288.

Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. (1989). Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 422 с.

Крешков А.П. (1977). Основы аналитической химии. Физические и физико-химические (инструментальные) методы анализа. Кн. 3. Изд. 2-е. М: Химия, 488 с.

Кувшинов И. В., Кувшинов В. А., Алтунина Л. К. (2017). Применение термотронных композиций для повышения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 44-47.

Муслимов Р.Х. (2012). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: ФЭН, 664 с.

Рахманкулов Д.Л., Кимсанов Б.Х., Чанышев Р.Р. (2003). Физические и химические свойства глицирина. М: Химия, 200 с.

Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М. (2013). Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 51-53.

Шарло Г. (1965). Методы аналитической химии. Количественный анализ неорганических соединений. М: Химия, 976 с.

Шварц Е.М. Взаимодействие борной кислоты со спиртами и оксикислотами. Рига: Зинатне, 1990. 414 с.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2008). Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 37-48. <https://doi.org/10.2516/ogst.2007075>

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. (2016). «Cold» technologies for enhanced oil recovery from high-viscosity oil pools in carbonate reservoirs. *Proc. 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition*, Saint Petersburg, paper Th A 04. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600228>

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. (2015). Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. *Proc. SPE Russian Petroleum Conference*, Moscow, paper 176703-MS. <https://doi.org/10.2118/176703-RU>

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. (2011). 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, paper A13, 11 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>

Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A. and Stasyeva L.A. (2017). Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits. *AIP Conference Proceedings*, USA, v. 1909, p. 020005. <https://doi.org/10.1063/1.5013686>

Altunina, L., Kuvshinov, V., Kuvshinov, I. (2013). Promising Physical-chemical IOR Technologies for Arctic Oilfields. *Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*, AEE, 2, pp. 1057-1082. <https://doi.org/10.2118/166872-MS>

Hascakir B. (2017). Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, special issue, 154, pp. 438-441. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.026>

Kovscek A.R. (2012). Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 98-99, pp. 130-143. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.004>

Romero-Zeron L. (2016). Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). *InTech*, 200 p. <https://doi.org/10.5772/61394>

Sheng J.J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Gulf Publ., 617 p.

Shvarts E.M., Ignash R.T., Belousova R.G. (2005). Reactions of Polyols with Boric Acid and Sodium Monoborate. *Russian Journal of General Chemistry*, 75(11), pp. 1687-1692. <https://doi.org/10.1007/s11176-005-0492-7>

## Сведения об авторах

Любовь Константиновна Алтунина – доктор тех. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4  
Тел: +7 (3822) 491 146. E-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

Владимир Александрович Кувшинов – канд. хим. наук, ведущий научный сотрудник

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Любовь Анатольевна Стасьева – научный сотрудник  
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Иван Владимирович Кувшинов – ведущий программист  
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Статья поступила в редакцию 06.03.2019;

Принята к публикации 26.07.2019; Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

## Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds

L.K. Altunina\*, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, I.V. Kuvshinov

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

\*Corresponding author: Lyubov K. Altunina, e-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

**Abstract.** Physicochemical aspects of enhanced oil recovery (EOR) from heavy high-viscosity deposits, developed in natural mode and combined with thermal methods, using systems based on surface-active substances (surfactants), coordinating solvents and complex compounds are considered, which chemically evolve in situ to acquire colloidal-chemical properties that are optimal for oil displacement. Thermobaric

reservoir conditions, interactions with reservoir rock and fluids are the factors causing the chemical evolution of the systems.

To enhance oil recovery and intensify the development of high-viscosity deposits, acid oil-displacing systems of prolonged action based on surfactants, inorganic acid adduct and polyatomic alcohol have been created. As a result of experimental studies of acid-base equilibrium in the systems

with donor-acceptor interactions – polybasic inorganic acid and polyol, the influence of electrolytes, non-electrolytes and surfactants, the optimal compositions of the systems were selected, as well as concentration ranges of the components in the acid systems. When the initially acid system interacts with the carbonate reservoir to release CO<sub>2</sub>, the oil viscosity decreases 1.2-2.7 times, the pH of the system rises and this system evolves chemically turning into an alkaline oil-displacing system. As a result it provides effective oil displacement and prolonged reservoir stimulation. The system is compatible with saline reservoir waters, has a low freezing point (minus 20 ÷ minus 60 °C), low interfacial tension at the oil boundary and is applicable in a wide temperature range, from 10 to 200 °C.

In 2014-2018 field tests of EOR technologies were successfully carried out to intensify oil production in the test areas of the Permian-Carboniferous deposit of high-viscosity oil in the Usinsk oil field, developed in natural mode and combined with thermal-steam stimulation, using the acid oil-displacing system based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds. The pilot tests proved high efficiency of EOR technologies, as far as the oil production rate significantly increased, water cut decreased to intensify the development. The EOR technologies are environmentally safe and technologically effective. Commercial use of the EOR is promising for high-viscosity oil deposits.

**Keywords:** high-viscosity oils, enhanced oil recovery, physicochemical technologies, acid oil-displacing systems, surfactants, polybasic acids, polyols, coordinating compounds, acid-base equilibrium, CO<sub>2</sub>, rheology, viscosity, the Usinsk oilfield, pilot tests

**Recommended citation:** Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stayeva L.A., Kuvshinov I.V. (2019). Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 103-113. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>

## References

- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2007). Physical and chemical methods for enhanced oil recovery (review). *Uspekhi khimii = Russian Chemical Reviews*, 76(10), pp. 1034-1052. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2008). Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 37-48. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007075>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. (2016a). «Cold» technologies for enhanced oil recovery from high-viscosity oil pools in carbonate reservoirs. *Proc. 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition*, Saint Petersburg, paper Th A 04. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600228>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertentkov M.V., Ursegov S.O. (2015). Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. *Proc. SPE Russian Petroleum Conference*, Moscow, paper 176703-MS. <https://doi.org/10.2118/176703-RU>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertentkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. (2017a). Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 7, pp. 26-29. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V. (2016b). Oil-Displacing Surfactant Composition with Controlled Viscosity for Enhanced Oil Recovery from Heavy Oil Deposits. *Georesursy = Georesources*, 18(4), p. 1. pp. 281-288. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.5>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertentkov M.V. (2011). 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, paper A13, 11 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>

Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A. and Stasyeva L.A. (2017b). Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits. *AIP Conference Proceedings*, USA, v. 1909, p. 020005. <https://doi.org/10.1063/1.5013686>

Altunina, L., Kuvshinov, V., Kuvshinov, I. (2013). Promising Physical-chemical IOR Technologies for Arctic Oilfields. *Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*, AEE, 2. pp. 1057-1082. <https://doi.org/10.2118/166872-MS>

Burzhe Zh., Surio P., Kombarnu M. (1989). Thermal enhanced oil recovery methods. Moscow: Nedra Publ., 422 p. (In Russ.)

Hascakir B. (2017). Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, special issue, 154, pp. 438-441. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.026>

Kovscek A.R. (2012). Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 98-99, pp. 130-143. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.004>

Kreshkov A.P. (1977). Fundamentals of analytical chemistry. Physical and physico-chemical (instrumental) methods of analysis. Book 3. Ed. 2nd. Moscow: Khimiya Publ., 488 p. (In Russ.)

Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K. (2017). Field experience of thermotropic compositions application for enhanced oil recovery. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 1, pp. 44-47. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen, 664 p. (In Russ.)

Rakhmankulov D.L., Kimsanov B.X., Chanyshyev R.R. (2003). Physical and chemical properties of glycerin. Moscow: Khimiya Publ., 200 p. (In Russ.)

Romero-Zeron L. (2016). Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). *InTech*, 200 p. <https://doi.org/10.5772/61394>

Ruzin L.M., Morozuk O.A., Durkin S.M. (2013). Features and innovative ways of highly viscous oil field development. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 8, pp. 51-53. (In Russ.)

Sharlo G. (1965). Methods of analytical chemistry. Quantitative analysis of inorganic compounds. Moscow: Khimiya Publ., 976 p. (In Russ.)

Sheng J.J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Gulf Publ., 617 p.

Shvarts E.M. (1990). The interaction of boric acid with alcohols and hydroxy acids. Riga: Zinatne Publ., 414 p. (In Russ.)

Shvarts E.M., Ignash R.T., Belousova R.G. (2005). Reactions of Polyols with Boric Acid and Sodium Monoborate. *Russian Journal of General Chemistry*, 75(11), pp. 1687-1692. <https://doi.org/10.1007/s11176-005-0492-7>

## About the Authors

*Lyubov K. Altunina* – Professor, DSc (Engineering), Head of the Laboratory of Colloidal Chemistry of Oil Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation  
Tel: +7 (3822) 491 146. E-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

*Vladimir A. Kuvshinov* – PhD (Chemistry), Leading Researcher

Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

*Lyubov A. Stasyeva* – Researcher  
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

*Ivan V. Kuvshinov* – Leading Programmer  
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

Manuscript received 6 March 2019;

Accepted 26 July 2019;

Published 1 December 2019