

УДК 622.276.7

## СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ СОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ ИХ МОДИФИКАЦИИ

**Фоломеев Алексей Евгеньевич<sup>1</sup>,**  
FolomeevAE@bniipi.rosneft.ru

**Вахрушев Сергей Александрович<sup>1</sup>,**  
VakhrushevSA@bniipi.rosneft.ru

**Хатмуллин Арслан Рустемович<sup>1</sup>,**  
KhatmullinAR@bniipi.rosneft.ru

**Малинин Андрей Владимирович<sup>1</sup>,**  
MalininAV@bniipi.rosneft.ru

**Ленченкова Любовь Евгеньевна<sup>2</sup>,**  
lenchenkova@mail.ru

**Туриянов Айдар Рафитович<sup>1</sup>,**  
TuriyanovAR@bniipi.rosneft.ru

**Давиденко Игорь Станиславович<sup>3</sup>,**  
DavidenkoIS@bashneft.ru

<sup>1</sup> ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
Россия, 450006, г. Уфа, ул. Ленина, 86/1.

<sup>2</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>3</sup> ООО «Соровскнефть»,  
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Орджоникидзе, 5.

**Актуальность.** Терригенные коллектора Западной Сибири имеют преимущественно гидрофильный характер смачивания и содержат в составе широкое разнообразие глинистых минералов. При воздействии на призабойную зону водочувствительных глиносодержащих пластов технологическими составами на водной основе (буферные жидкости, кислотные растворы, жидкости глушения и другие), используемыми при проведении геолого-технических мероприятий, текущего и капитального ремонта скважин, происходит снижение продуктивности скважин вследствие снижения относительной фазовой проницаемости по нефти и набухания глинистых минералов породы. Снижение негативного влияния данных составов может быть достигнуто путём подбора и адаптации эффективных реагентов-стабилизаторов глин и гидрофобизаторов, посредством проведения комплекса аналитических и лабораторных исследований.

**Цель:** подбор буферных жидкостей и их модификация с помощью гидрофобизаторов для минимизации негативного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения.

**Объекты:** буферные жидкости, стабилизаторы глин и гидрофобизаторы.

**Методы.** Поставленная цель решалась посредством обзора отечественного и зарубежного опыта применения реагентов – стабилизаторов глин и гидрофобизаторов – в условиях гидрофильных глинистых терригенных коллекторов и проведения комплекса лабораторных исследований, предусматривающих оценку степени воздействия буферных жидкостей на породу пласта посредством определения коэффициента набухания дезинтегрированной породы в данных жидкостях, а также физического моделирования на образцах керна при термобарических условиях объекта исследований. Устойчивость реагентов к температурной и солевой агрессии, а также оценка рисков проявления несовместимости реагентов с пластовыми флюидами и применяемыми кислотными составами проводилась в свободном объёме.

**Результаты.** Определена устойчивость гидрофобизаторов к температурной и солевой агрессии. Протестирована физико-химическая совместимость растворов гидрофобизаторов и буферных жидкостей с нефтью объекта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения и применяемыми на месторождении кислотными составами. На основании проведённого комплекса исследований установлено, что растворы на основе хлорида натрия (плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>) и хлорида калия (плотностью 1140 и 1070 кг/м<sup>3</sup>), а также растворы, модифицированные гидрофобизаторами на основе четвертичных аммониевых соединений, обеспечивают наибольшее восстановление проницаемости модели пласта. Данные жидкости и реагенты рекомендованы для применения при текущем и капитальном ремонте скважин, а также в технологиях обработки призабойной зоны в геолого-физических условиях объекта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения.

### **Ключевые слова:**

Соровское месторождение, буферная жидкость, технологическая жидкость, глушение, кислотная обработка, набухание глин, относительная фазовая проницаемость, гидрофобизатор, стабилизаторы глин, терригенный коллектор, фильтрационные исследования.

### **Введение**

Соровское месторождение в тектоническом отношении находится в зоне сочленения Верхнесалымского мегавала и Ямского прогиба. Промышленная нефтеносность на Соровском месторождении установлена в меловых и юрских отложениях. Основной эксплуатационный объект – пласт БС<sub>7</sub><sup>0</sup> – сложен ар-

гиллитами, алевролитами и песчаниками. Пористость в среднем составляет 21 %, проницаемость – 0,11 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность – 58 %.

В ходе ранее проведенных исследований было установлено, что на снижение продуктивности скважин Соровского месторождения, эксплуатирующих объект БС<sub>7</sub><sup>0</sup>, главным образом влияют три фактора –

набухание глин, выпадение солей и изменение относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти. Посредством проведения серии фильтрационных экспериментов определён количественный вклад каждого из факторов в общее снижение проницаемости [1].

Далее авторами была решена задача по разработке технологии кислотного воздействия, направленной на удаление карбоната кальция из призабойной зоны пласта (ПЗП). На основании комплекса аналитических и лабораторных исследований был разработан расчетный инструмент, позволяющий оптимизировать технологию обработки призабойной зоны (ОПЗ). Были спроектированы дизайны ОПЗ для скважин и проведены опытно-промысловые испытания, которые подтвердили результаты лабораторных исследований. По всем скважинам отмечается прирост коэффициента продуктивности по жидкости и дебита по нефти после ОПЗ [1].

Дальнейшая работа по сохранению и восстановлению продуктивности скважин возможна на основе тщательного изучения влияния технологических жидкостей на пласт, порода и флюиды которого имеют особый, присущий им химический состав, свою фильтрационно-емкостную структуру. Ввиду того что проблема отложения солей на месторождении была решена и подробно рассмотрена в работе [2], остается открытым вопрос о влиянии жидкостей глушения (ЖГ) на водной основе на процессы набухания глин и изменения относительной фазовой проницаемости.

#### Опыт применения гидрофобизаторов в условиях гидрофильных терригенных коллекторов

Известно, что для терригенных коллекторов Западной Сибири характерен преимущественно гидрофильный характер смачивания и большая склонность к удержанию воды по сравнению с гидрофобными карбонатными коллекторами. При эксплуатации скважин с течением времени ситуация осложняется из-за появления в добываемой продукции водной фазы – ОФП по нефти снижается, а условия для фильтрации воды, наоборот, становятся лучше. Значительное снижение происходит даже при появлении в продукции нескольких процентов воды, соответственно, происходит потеря продуктивности скважин. Аналогичная ситуация происходит и при использовании базовых жидкостей глушения на водной основе.

На рис. 1 представлены кривые ОФП в системе нефть–вода, по которым видно, что отложения пласта  $BS_7^0$  не являются исключением и относятся к классу пород с гидрофильной смачиваемостью порового пространства. На это указывает ряд косвенных признаков [3]:

- сравнительно высокие значения эффективной проницаемости образцов керна по нефти в присутствии остаточной воды;
- достаточно низкие значения относительных величин проницаемости по воде при 100 % водонасыщенности пород-коллекторов и, особенно, проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности.

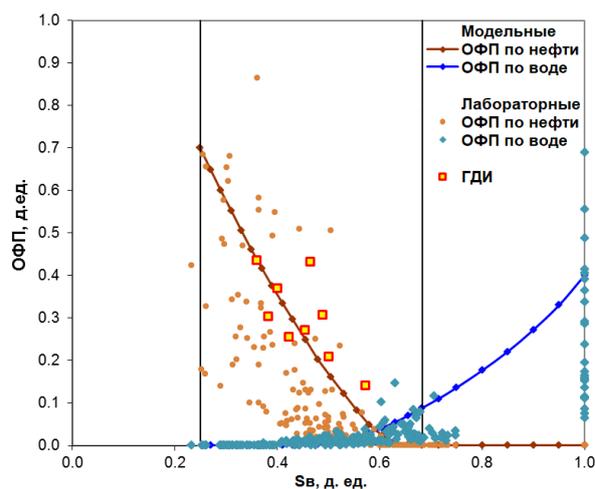


Рис. 1. Кривые относительных фазовых проницаемостей по пласту  $BS_7^0$ . Примечание:  $S_w$  – водонасыщенность; ГДИ – гидродинамические исследования

Fig. 1.  $BS_7^0$  formation relative permeability curves. Note:  $S_w$  – water saturation; ГДИ – well tests

На данный момент развития нефтяной отрасли накоплен обширный опыт применения гидрофобизаторов при работе с гидрофильными коллекторами. Например, в одной из работ по данной тематике авторы отметили некоторую спорность вопроса применения данного класса реагентов – классические исследования гидрофильных и гидрофобных систем указывают на тот факт, что ОФП гидрофильной породы по воде меньше, чем гидрофобной, и гидрофобизация гидрофильного коллектора приведет к увеличению ОФП по воде [4]. Такие выводы вполне верны, если не принимать во внимание тот факт, что водонасыщенность гидрофильного коллектора всегда будет выше за счет наличия пленочной воды, а именно увеличение водонасыщенности и является основной проблемой при изучении вопросов характера смачиваемости породы. В работе [5] также приводится аналогичное сравнение – ОФП по воде для гидрофобного карбонатного коллектора в 4 раза больше, чем для гидрофильного, однако не принимается во внимание неизбежное изменение водонасыщенности. В таком случае положительный эффект от применения гидрофобизаторов в составе жидкостей глушения достигается за счет предотвращения задержки «избыточной» пленочной и капиллярно защемленной воды в порах коллектора, которая привела бы к необратимому росту водонасыщенности и снижению проницаемости по нефти. Следует также отметить, что большинство гидрофобизаторов обладают способностью снижать значение коэффициента поверхностного натяжения на границе «водные растворы реагентов – углеводороды», что, безусловно, позволит уменьшить возникающие капиллярные давления, улучшить процессы осушения за счет ускорения извлечения жидкостей глушения и израсходованных КС после ОПЗ из мелких пор коллектора [6]. Кроме того, имеются данные об эффекте снижения обводненности продукции после проведения обработок гидрофобизаторами на основе ацетоновых растворов поверхностно-активных

веществ (ПАВ), однако авторами отмечается, что эффект снижения обводнённости преимущественно связан с водоосушающим свойством ацетона [7]. Аналогичный эффект зафиксирован при обработках скважин Самотлорского месторождения с гидрофобизирующей композицией на основе раствора углеводородорастворимой соли алифатических аминов в изопропиловом спирте [5].

В литературных источниках имеются сведения о применении в составе ЖГ на месторождениях Западной Сибири в схожих геолого-физических условиях следующих реагентов, обладающих гидрофобизирующими свойствами: гидрофобные кремнийорганические жидкости, многофункциональные ПАВ (многокомпонентные смеси анионных и катионных поверхностно-активных веществ (КПАВ)), КПАВ, алкилбензолсульфонаты. Отмечается сокращение времени вывода скважины на установившийся режим после проведения ТКРС на 20–25 %, увеличение дебита на 5–8 %, снижение темпа падения продуктивности [8]. Применение КПАВ на основе растворов четвертичных аммониевых соединений (ЧАС) в изопропиловом спирте позволило на 10–15 % повысить успешность и эффективность ремонтов скважин и работ по ОПЗ [9]. По иным данным, применение ЧАС позволило повысить успешность СКО на добывающих скважинах до 70–75 %, снизить обводнённость продукции, а также в 2 раза сократить сроки вывода скважин на режим [10]. К дополнительным преимуществам можно отнести бактерицидные свойства ЧАС, а также их способность ингибировать гидратацию глинистых минералов, кислотную и углекислотную коррозию [10–13]. Другими авторами указывается высокая эффективность КС, содержащих в составе смесь КПАВ на основе ЧАС и анионных ПАВ, представленных карбоксилатами этоксилированного изонилфенола [14].

Значительный опыт проведения ГТМ на схожих объектах получен на пластах БС Правдинского месторождения. По проницаемости и нефтенасыщенности эти пласты сопоставимы с БС<sub>7</sub> Соровского месторождения. Следует также отметить схожесть свойств пластовых нефтей: их вязкость (1,9 и 1,4 мПа·с) и плотность в поверхностных условиях (841–868 и 840–850 кг/м<sup>3</sup>) [3]. Гидрофильные свойства коллектора Правдинского месторождения, несомненно, оказали влияние на выбор реагентов, применяемых при ОПЗ, – гидрофобизаторы, взаимные растворители (ВЗР – бутилцеллозоль), органические растворители (газовый бензин, Нефрас), комплексные КС с добавлением неионогенных ПАВ и ВЗР. Удельная эффективность ОПЗ, выраженная в дополнительной добыче нефти, на месторождении составила 975,2 т/скв. Помимо Правдинского, пласты группы БС выделены в продуктивных разрезах еще четырёх соседних месторождений: Салымского (Лемпинская площадь), Петелинского, Усть-Балыкского, Майского. Удельная эффективность ОПЗ скважин на данных месторождениях изменяется в диапазоне от 665,8 до 1451,1 т/сут [3].

Также имеются сведения об анализе эффективности различных технологий ОПЗ, проводимых на месторождениях Западной Сибири, в том числе указан-

ных выше. Авторами выявлено, что на ГКО и СКО с применением КПАВ приходится 54 % от всех обработок, а прирост дебита по нефти составляет 59 т/сут, в то время как применение СКО и ГКО приносит дополнительно 35 и 43 т/сут нефти соответственно [15].

В качестве гидрофобизаторов также известно об использовании кремнийорганических соединений (этилсиликаты, органохлорсиланы), однако опыт их применения в промысловых условиях невелик, а также они имеют высокую стоимость и ограниченный объём производства [9, 16, 17].

#### **Опыт применения стабилизаторов глин в условиях глинистых терригенных коллекторов**

Важно отметить, что в составе пород нефтяных пластов Западной Сибири встречается широкое разнообразие глинистых минералов. По этой причине при планировании различных технологических операций необходимо учитывать проблему набухания и миграции глинистой составляющей породы коллектора, которая возникает при её контакте с различными солевыми растворами и реагентами на водной основе (ЖГ, КС и другие). Данное явление также может привести к существенному снижению фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) нефтяного пласта.

Глинистые минералы, встречающиеся преимущественно в терригенных коллекторах, можно подразделить на следующие группы: монтмориллонитовые (сметитовые), иллитовые, каолинитовые, хлоритовые, смешаннослойные. Способность глин набухать обусловлена строением их кристаллической структуры, состоящей из слоя октаэдров, образованных Al–OH, Fe–OH и Mg–OH, зажатых между слоями тетраэдров Si–O. В слоях всегда образуется недостаток положительных зарядов, обусловленный замещением катионов металлов, при этом поглощается электрон извне и минерал приобретает отрицательный заряд. Когда обменные катионы гидратируются во время нагнетания воды, её молекулы попадают в пространство между структурными слоями и расстояние между ними увеличивается, что приводит к набуханию глины [18].

Степень гидратации глин определяется ёмкостью катионного обмена. Данный параметр показывает общее количество катионов, способных к обмену на катионы взаимодействующего с глиной водного раствора. Наибольшей способностью к гидратации (и, соответственно, ёмкостью катионного обмена) обладает группа монтмориллонитовых глин. Вода, внедряясь между структурных слоев глины, может привести к увеличению её объёма в 8–10 раз. Затем в порядке убывания величины ёмкости катионного обмена следуют смешаннослойные образования, иллит и хлорит, мусковит, каолинит [19].

Для снижения негативного влияния описанных процессов на коллекторские свойства нефтенасыщенных пластов повсеместно применяются реагенты – стабилизаторы глин: при бурении, скважинных ремонтных работах, гидроразрыве пласта, заводнении и других операциях. Принцип действия данного вида реагентов основан на различных механизмах [20]: ка-

тионного обмена (КСl, хлорид тетраметиламмония, хлорид холина) [16, 19–22]; нейтрализации заряда (катионы с высоким зарядом (гидроксид алюминия ( $Al_6(OH)_{12}(H_2O)_{12}^{6+}$ ) и циркония ( $Zr^{4+}$ ), в виде оксихлорида циркония) [18, 23]; образования защитного слоя (полиакриламид, органосилан) [20, 24]; растворения глин (глинокислотные составы) [25]; водородного связывания (полиамины) [20, 26]; изменения смачиваемости поверхности породы (поличетвертичные амины) [20, 26, 27]; изменения шероховатости поверхности породы (наночастицы) [18, 20]; смешанном механизме, включающем несколько из перечисленных механизмов.

Для ингибирования набухания также возможно применение дихлорида этилендиаммония, действие которого обусловлено способностью снижать электроотрицательность глины и гидрофобизировать её поверхность [28]. Высокими ингибирующими свойствами также обладают реагенты на основе высокомолекулярных органических полимеров, например хлорид полидиметилдиаллиламмония, однако их применение ограничено в низкопроницаемых коллекторах ввиду высоких рисков коагуляции, обусловленной большим размером молекул по сравнению с диаметром порового канала [28].

Более эффективными агентами в данном случае могут послужить сверхразветвленные полимеры, которые после катионной модификации концевых групп (например, на четвертичную аммониевую группу) могут быть использованы как эффективные стабилизаторы глин. К преимуществам можно отнести их малую молекулярную массу (от тысяч до десятков тысяч единиц), хорошую растворимость, низкую вязкость конечного раствора и способность легко формировать плёнку на поверхности глины [29].

Известно также об использовании наночастиц оксидов металлов, таких как  $MgO$ ,  $SiO_2$  и  $Al_2O_3$ , в целях борьбы с набуханием и миграцией глин [20]. Однако исследователями было установлено, что эти частицы не способны диффундировать в структурные слои глин подобно ионам металлов в солевых растворах и, соответственно, ингибировать набухание. Минимальный размер наночастиц составляет более 5 нм, в то время как расстояние между слоями глин – менее 2 нм. Более того, по результатам фильтрационных исследований было установлено, что закачка жидкости с наночастицами приводит к снижению проницаемости, обусловленному коагуляцией пористой среды [18].

В литературных источниках имеются сведения об исследованиях катионных полиэтиленоксидных димерных ПАВ амидаминового типа для применения в составе жидкостей ГРП в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов. Авторами установлено, что применение данного ПАВ позволяет практически полностью восстановить проницаемость образцов породы после физического моделирования процесса закачки жидкости разрыва. Отмечена их более высокая эффективность по сравнению с растворами хлоридов натрия и калия [30].

Тем не менее в качестве ингибиторов набухания глин давно известны и повсеместно применяются растворы хлоридов калия, натрия, аммония, причем многими авторами отмечается, что раствор хлорида калия является наиболее эффективным временным одновалентным стабилизатором глин, что обусловлено наименьшим размером иона калия ( $K^+$ ), по сравнению с другими ионами [21, 31–33].

С использованием метода рентгеноструктурного анализа образцов зерна рассматриваемого продуктивного объекта Соровского месторождения выявлено присутствие в минералогическом составе породы глинистого цемента в количестве от 5 до 30 % (в зависимости от интервала отбора зерна). Данный цемент представлен следующими минералами: иллит 14 %, каолинит 40 %, хлорит 8 %, мусковит 29 %, смешаннослойные образования 9 %. Очевидно, что применение, например, пресной воды в этом случае приведет к значительному набуханию глин и снижению проницаемости порового пространства ПЗП. Таким образом, подобный состав горных пород обуславливает необходимость в применении стабилизаторов глин в случае подтверждения факта набухания при применении базовых растворов.

С учётом вышеизложенного, применительно к условиям Соровского месторождения, авторами был исследован характер влияния буферных жидкостей на основе растворов солей на ФЭС породы. Отметим, что под буферной жидкостью понимается водный раствор, обладающий сниженным негативным воздействием на породы пласта и закачиваемый перед жидкостью глушения или в качестве продавочной жидкости при кислотных обработках. Ввиду отсутствия в минералогическом составе пород объекта монтмориллонитовых глин в качестве исследуемых жидкостей авторами были приняты растворы хлорида натрия ( $NaCl$ ) (плотность 1140 и 1070  $кг/м^3$ , концентрация 216,6 и 105,6 г/л соответственно) и хлорида калия ( $KCl$ ) (плотность 1140 и 1070  $кг/м^3$ , концентрация 240,3 и 117,8 г/л соответственно).

В качестве исследуемых гидрофобизаторов выбраны КПАВ на основе ЧАС. Данный класс ПАВ обладает рядом преимуществ, описанных ранее, а также является экологически безопасным и выпускается в промышленных масштабах, имеется положительный опыт применения данного вида гидрофобизаторов на месторождениях Западной Сибири.

#### **Предотвращение набухания глинистой составляющей породы при воздействии буферными жидкостями**

На первом этапе исследований проводили оценку влияния вышеуказанных растворов на коэффициенты объёмного расширения и проницаемости образцов зерна Соровского месторождения.

Для проведения исследований в качестве пластовой воды использовалась модель пластовой воды (МПВ) объекта БС<sub>7</sub> Соровского месторождения со следующим ионным составом:  $Ca^{2+}=350,0$  мг/л;  $Mg^{2+}=120,0$  мг/л;  $Na^++K^+=7490,9$  мг/л;  $Cl^-=9900,0$  мг/л;  $SO_4^{2-}=9,8$  мг/л;  $HCO_3^-=3660,0$  мг/л. Общая минерализация – 21530,7 мг/л.

Определение коэффициента объемного расширения навески дезинтегрированного зерна проводили с использованием ядерного материала пласта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения в течение 7 часов на тестере динамики набухания OFITE DYNAMIC LINEAR SWELLMETER COMPLETE W/COMPACTOR. Прибор позволяет определять изменение высоты цилиндрического образца породы во времени, а также обеспечивает циркуляцию жидкости вокруг образца в процессе исследования.

Керновый материал для изготовления цилиндрического образца измельчали до размера менее 1,0 мм на мельнице, тщательно перемешивали для получения однородной пробы и просеивали через сито с размером ячейки 125 мкм. Подготовленный глинистый материал высушивали в сушильном шкафу при температуре 105 °С и помещали для хранения в эксикатор.

Формирование цилиндрических образцов для испытаний проводили на гидравлическом компакторе. Навеску определенной массы помещали в цилиндрическую форму, которую размещали на платформе гидравлического пресса под прижимающим рычагом, и с помощью ручного гидравлического насоса создавали давление на образец, равное 40 МПа, в течение 30 минут.

В соответствии с разработанной программой исследований, включавшей в себя установленные показатели эффективности ингибирующих свойств испытуемых растворов, к параметру предъявляется следующее требование: коэффициент объемного расширения не должен превышать более чем на 10 % показатель, полученный при использовании МПВ.

Результаты исследования представлены в табл. 1.

**Таблица 1.** Результаты исследований ингибирующих свойств растворов

**Table 1.** Results of salt solutions inhibition properties research

Тестируемая жидкость Fluid under test	Плотность, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	Коэффициент объемного расширения, % Expansion coefficient, %	Коэффициент объемного расширения (относительно показателя для МПВ), % Expansion coefficient (relative to coefficient for synthetic formation brine), %
МПВ Synthetic formation brine	1022	18,0	–
Пресная вода Fresh water	1000	21,3	18,3
Раствор NaCl NaCl brine	1070	20,0	11,1
	1140	18,6	3,3
Раствор KCl KCl brine	1070	17,8	–1,1
	1140	16,2	–10,0

На основе анализа результатов исследований (табл. 1) выявлено, что все буферные жидкости на основе растворов хлорида натрия способствуют росту коэффициента объемного расширения навески отно-

сительно значения, полученного в МПВ. Тем не менее этот рост не превышает установленных требований, за исключением раствора хлорида натрия с плотностью 1070 кг/м<sup>3</sup>. В данном растворе коэффициент объемного расширения составляет 20 %, что более чем на 10 % выше относительно значения, полученного в МПВ. Буферные жидкости на основе растворов хлорида калия способствуют снижению коэффициента объемного расширения навески относительно значения, полученного в МПВ. Наибольшее набухание образца породы происходит при его контакте с пресной водой.

Далее проводились исследования по изучению степени восстановления проницаемости водонасыщенного зерна по модели пластовой воды после фильтрации испытуемых растворов. Перед проведением эксперимента образец зерна насыщали МПВ, в фильтрационной установке создавали пластовые термобарические условия.

Степень восстановления проницаемости зерна оценивали при помощи коэффициента восстановления проницаемости ( $k_{ВП}$ ), который рассчитывали по формуле (1):

$$k_{ВП} = \frac{k_2}{k_1} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

$k_1$  – проницаемость породы по МПВ до фильтрации раствора, мкм<sup>2</sup>;  $k_2$  – проницаемость породы по МПВ после фильтрации раствора, мкм<sup>2</sup>.

Согласно установленным требованиям, параметр  $k_{ВП}$  для исследуемых растворов на основе солей должен составлять не менее 92 %.

Эксперимент включал в себя три этапа:

- 1) определение проницаемости образца зерна по МПВ перед закачкой раствора ( $k_1$ ) путём фильтрации МПВ сквозь модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении до стабилизации перепада давления;
- 2) определение фазовой проницаемости образца зерна по раствору путём его фильтрации сквозь модель пласта с постоянным расходом в обратном направлении до стабилизации перепада давления (но не менее трёх поровых объемов);
- 3) определение проницаемости образца зерна по МПВ после закачки раствора ( $k_2$ ) путём фильтрации МПВ сквозь модель пласта с постоянным расходом в прямом направлении до стабилизации перепада давления.

Сводные данные по результатам проведенных фильтрационных экспериментов по воздействию растворами на модели пласта представлены в табл. 2.

Для сравнения приведены зависимости, отражающие динамику проницаемости при закачке пресной воды (рис. 2, А) и раствора хлорида калия (рис. 2, Б).

Как следует из рисунка, при фильтрации модели пластовой воды на третьем этапе происходит двукратное снижение проницаемости образца зерна относительно значения, полученного перед воздействием пресной водой, что обусловлено набуханием глинистой составляющей образца зерна. В аналогичном эксперименте при фильтрации раствора хлорида ка-

лия происходит полное восстановление проницаемости образца относительно модели пластовой воды. Использование растворов хлорида натрия и хлорида калия позволяет обеспечить восстановление проницаемости образца керна по модели пластовой воды на 92,2–100,0 %, что удовлетворяет требованиям к ингибирующей способности буферных жидкостей.

**Таблица 2.** Сводные данные по результатам фильтрационных экспериментов

**Table 2.** Core tests summary

Тип исследуемой жидкости Brine under test	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Permeability, $\times 10^{-3}$ mkm <sup>2</sup>			$k_{ВП}$ , %
	МПВ Synthetic formation brine	Раствор Brine	МПВ Synthetic formation brine	
Пресная вода/Fresh water	20,07	2,1	10,03	50
Раствор KCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> KCl brine $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	13,6	0,74	9,85	72,4
Раствор KCl $\rho=1070$ кг/м <sup>3</sup> KCl brine $\rho=1070$ kg/m <sup>3</sup>	17,5	2,18	11,88	67,8
Раствор NaCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> NaCl brine $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	17,31	2,25	8,85	51,1
Раствор NaCl $\rho=1070$ кг/м <sup>3</sup> NaCl brine $\rho=1070$ kg/m <sup>3</sup>	19,41	1,8	10,38	53,5

В работе [34] авторами установлено, что степень снижения проницаемости образца керна вследствие набухания глин можно описать следующей зависимостью:

$$K_t/K_0 = (K/K_0) + [1 - (K/K_0)]e^{-\alpha_{sw}S(t)}, \quad (2)$$

где  $K_t$  – проницаемость в момент времени  $t$ , мкм<sup>2</sup>;  $K_0$  – исходная проницаемость, мкм<sup>2</sup>;  $K$  – конечная проницаемость, мкм<sup>2</sup>;  $\alpha_{sw}$  – константа скорости снижения проницаемости, м<sup>2</sup>/кг;  $S$  – удельное количество абсорбируемой воды, кг/м<sup>2</sup>. Удельное количество абсорбируемой воды можно записать в следующем виде:

$$S = \frac{2}{\sqrt{\pi}}(c_1 - c_0)\sqrt{Dt}, \quad (3)$$

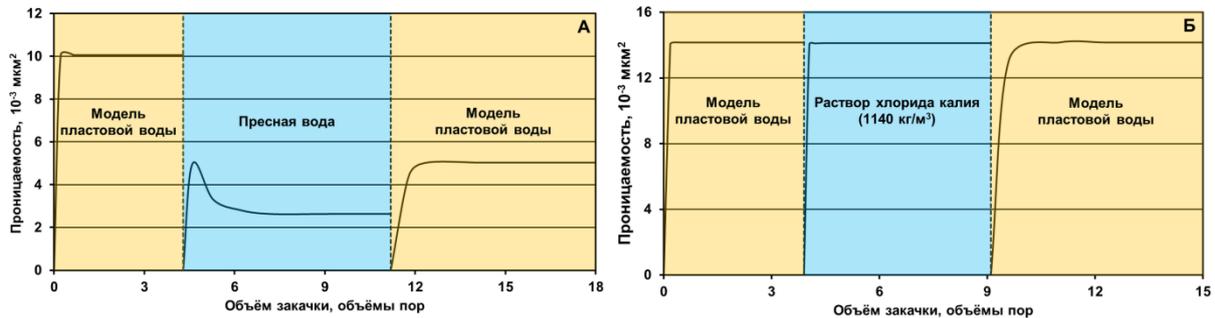
где  $c_1$  – концентрация воды в водном растворе, кг/м<sup>3</sup>;  $c_0$  – исходная концентрация воды в пористой матрице, кг/м<sup>3</sup>;  $D$  – коэффициент диффузии, м<sup>2</sup>/с;  $t$  – время взаимодействия водного раствора с породой, с. При подстановке (3) в (2) последнее примет следующий вид:

$$K_t/K_0 = (K/K_0) + [1 - (K/K_0)]e^{-\alpha_{sw}\frac{2}{\sqrt{\pi}}(c_1 - c_0)\sqrt{Dt}}. \quad (4)$$

Запишем полученное равенство (4) в упрощенном виде (6) путём ввода параметра  $B$ :

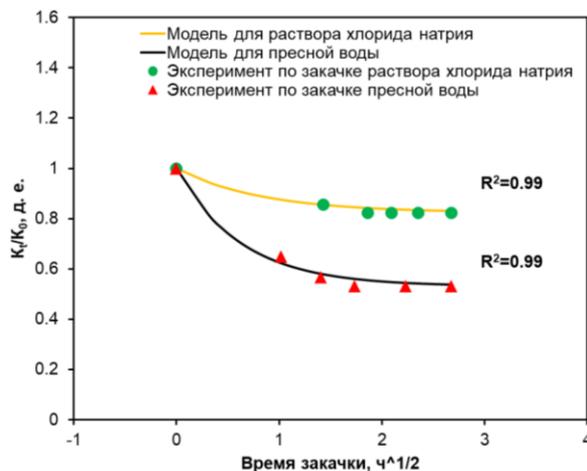
$$B = \alpha_{sw}\frac{2}{\sqrt{\pi}}(c_1 - c_0)\sqrt{D}, \quad (5)$$

$$K_t/K_0 = (K/K_0) + [1 - (K/K_0)]e^{-B\sqrt{t}}. \quad (6)$$



**Рис. 2.** Динамика проницаемости в процессе закачки пресной воды (А) и раствора хлорида калия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> (Б)

**Fig. 2.** Dynamics of permeability during the injection of unleavened water (A) and potassium chloride solution with a density of 1140 kg/m<sup>3</sup> (B)



Принимая во внимание, что  $c_1 - c_0 = \text{const}$  для обоих экспериментов, сделан вывод о том, что параметр  $B$  (5) будет характеризовать скорость снижения проницаемости пласта в ходе фильтрационного эксперимента.

В качестве примера рассмотрим отдельные этапы вышеописанных экспериментов по закачке пресной воды и раствора хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>. Данные фильтрационных экспериментов и аппроксимация в соответствии с уравнением (6) отображены на рис. 3.

**Рис. 3.** Динамика соотношения проницаемостей в процессе закачки пресной воды и раствора хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>

**Fig. 3.** Dynamics of permeability ratio during the injection of unleavened water and sodium chloride solution with a density of 1140 kg/m<sup>3</sup>

Таким образом, на основании фильтрационных исследований, проведённых на керне объекта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения, для раствора хлорида натрия уравнение (6) примет следующий вид:

$$K_t/K_0 = (0.82) + [1 - (0.82)]e^{-1.2\sqrt{t}}. \quad (7)$$

Для пресной воды:

$$K_t/K_0 = (0.53) + [1 - (0.53)]e^{-1.6\sqrt{t}}. \quad (8)$$

Полученные экспериментальные данные по снижению проницаемости пласта при фильтрации водных растворов хорошо согласуются с моделью, описываемой уравнениями (7) и (8). Отмечается, что параметр *B* для пресной воды на 33 % больше, чем для раствора хлорида натрия, что свидетельствует о более высокой интенсивности процессов абсорбции воды глинами. С учётом полученных результатов для проведения дальнейших исследований и модификации гидрофобизаторами принят раствор на основе хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>. Данный раствор обладает достаточной ингибирующей способностью по отношению к глинистым минералам коллектора и обеспечивает восстановление проницаемости модели пласта на уровне 99,2 %. В качестве преимущества стоит отметить более низкую стоимость хлорида натрия по сравнению с хлоридом калия при сопоставимых технологических характеристиках получаемых солевых растворов.

#### Снижение негативного влияния буферных жидкостей на ОФП по нефти

Комплекс исследований включал в себя следующие эксперименты:

- 1) тестирование устойчивости гидрофобизаторов к солевой и температурной агрессии;
- 2) определение коэффициента восстановления проницаемости нефтенасыщенного керна при фильтрации раствора хлорида натрия, модифицированного гидрофобизатором.

Предварительно выбирали необходимую дозировку гидрофобизаторов на основании результатов измерения коэффициента поверхностного натяжения ( $\sigma$ ) модифицированного раствора хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> на границе с углеводородом и определения критической концентрации мицеллообразования.

На следующем этапе проводили тестирование устойчивости гидрофобизаторов к солевой и температурной агрессии путем их смешения в растворе хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> и МПВ с последующим термостатированием при комнатной (23 °С) и пластовой (87 °С) температурах в течение 8 часов. После каждой термоэкспозиции проводили визуальный контроль – фиксировали выделение газов, помутнение раствора, выпадение осадка. Результаты исследования представлены в табл. 3.

Таким образом, на данном этапе успешно прошли испытания гидрофобизаторы ГФ № 1, ГФ № 2, ГФ № 4 и ГФ № 5. Гидрофобизатор ГФ № 3 проявил неустойчивость к солевой и температурной агрессии – при пластовой температуре выявлено помутнение и выпадение небольшого количества осадка.

**Таблица 3.** Устойчивость гидрофобизаторов к термосолевой агрессии

**Table 3.** Stability of the surfactants under the temperature and salt aggression

Тестируемая жидкость Fluid under test	Результаты тестирования при температуре 23/87 °С Testing results at 23/87 °С					
	Без ГФ Without surfactant	ГФ/Surfactant				
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
МПВ Synthetic formation brine	П/П			П/В		П/П
Раствор NaCl NaCl brine						

Примечание: П – раствор остается прозрачным, В – выпадение осадка.

Note: П – brine keeps clear, В – precipitation.

На следующем этапе проводили оценку влияния растворов, модифицированных устойчивыми к термосолевой агрессии гидрофобизаторами, на проницаемость модели нефтенасыщенного пласта.

Исследования по определению  $k_{ВП}$  модели пласта по нефти после закачки буферной жидкости с гидрофобизатором проводились аналогично исследованиям на водонасыщенном керне, с тем отличием, что на 1 и 3 этапе определяли фазовую проницаемость керна по нефти, а на 2 этапе проводилась фильтрация модифицированной гидрофобизатором буферной жидкости. В качестве буферной жидкости исследовался водный раствор хлорида натрия (плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>) с добавкой гидрофобизаторов в необходимой дозировке.

**Таблица 4.** Физико-химические свойства и состав нефти пласта БС<sub>7</sub><sup>0</sup>

**Table 4.** Physical/chemical properties and composition of BS<sub>7</sub><sup>0</sup> formation oil

Параметр Parameter	Единица измерения Unit	Значение Value
Вязкость в пластовых условиях In-situ viscosity	мПа·с (mPa·s)	1,168
Плотность в пластовых условиях In-situ density	кг/м <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	767,0
Вязкость дегазированной нефти при 20 °С Degassed oil viscosity at 20 °С	мПа·с (mPa·s)	11,600
Плотность дегазированной нефти при 20 °С Degassed oil density at 20 °С	кг/м <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	845,6
Давление насыщения газом Bubble point pressure	МПа (MPa)	8,53
Газосодержание/Gas-oil ratio	м <sup>3</sup> /т (m <sup>3</sup> /t)	63,7
Объёмный коэффициент Formation volume factor	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1,152
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти/Oil compressibility coefficient	1/МПа·10 <sup>-4</sup> (1/MPa·10 <sup>-4</sup> )	14,8
Массовое содержание парафинов Paraffine mass content	%	2,4
Массовое содержание асфальтенов Asphaltene mass content		0,9
Массовое содержание смол силикагелевых Resins mass content		4,33
Молекулярная масса/Molecular weight	г/моль (g/mol)	191
Температура застывания/Pour point	°С	-14,5
Температура начала кипения/Boiling point		61,9
Температура плавления парафина Paraffin melting point		57,4

В качестве углеводородной фазы использовали изовязкозную модель нефти, состоящую из устьевой пробы нефти и керосина, с вязкостью, соответствующей вязкости нефти в пластовых условиях [35]. Нефть пласта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> характеризуется как лёгкая по плотности, с незначительной вязкостью, малосернистая, парафинистая, малосмолистая. Основные физико-химические свойства и состав нефти представлены в табл. 4.

В образцах моделью пластовой воды создавалась начальная водонасыщенность в количестве 40 % от объема порового пространства методом центрифугирования. Перед проведением эксперимента в модели пласта моделировались термобарические условия исследуемого объекта.

Согласно установленным требованиям,  $k_{ВП}$  для модифицированных гидрофобизатором растворов должен быть более чем на 10 % выше относительно  $k_{ВП}$ , полученного на немодифицированном растворе хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>.

Сводные данные по результатам проведенных фильтрационных исследований представлены в табл. 5.

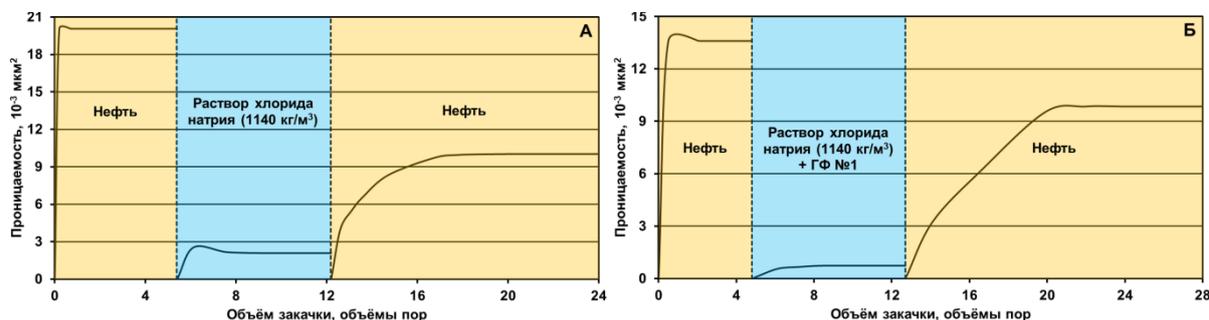
Установлено, что закачка немодифицированного раствора хлорида натрия приводит к последующему снижению фазовой проницаемости по нефти в два раза, в то время как применение гидрофобизаторов позволяет в различной степени минимизировать негативное влияние водных растворов на фазовую проницаемость.

**Таблица 5.** Сводные данные по результатам фильтрационных исследований

**Table 5.** Core tests summary

Тип исследуемой жидкости Brine under test	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Permeability, $\times 10^{-3}$ mkm <sup>2</sup>			$k_{ВП}$ , %
	Нефть Oil	Раствор Brine	Нефть Oil	
Исходный раствор NaCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> Initial solution NaCl $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	20,07	2,1	10,03	50
ГФ № 1 в растворе NaCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> Surfactant № 1 in NaCl brine $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	13,6	0,74	9,85	72,4
ГФ № 2 в растворе NaCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> Surfactant № 2 in NaCl brine $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	17,5	2,18	11,88	67,8
ГФ № 4 в растворе NaCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> Surfactant № 4 in NaCl brine $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	17,31	2,25	8,85	51,1
ГФ № 5 в растворе NaCl $\rho=1140$ кг/м <sup>3</sup> Surfactant № 5 in NaCl brine $\rho=1140$ kg/m <sup>3</sup>	19,41	1,8	10,38	53,5

Для сравнения приводится график изменения проницаемости в процессе закачки раствора хлорида натрия без гидрофобизатора (рис. 4, А) и с гидрофобизатором ГФ № 1 (рис. 4, Б).



**Рис. 4.** Динамика проницаемости в процессе фильтрационных экспериментов по исследованию раствора хлорида натрия (А) и раствора хлорида натрия, модифицированного гидрофобизатором ГФ № 1 (Б)

**Fig. 4.** Dynamics of permeability changing during the injection of sodium chloride solution (A) and sodium chloride solution with Surfactant № 1 (B)

Наибольшее восстановление проницаемости обеспечивается при закачке раствора, модифицированного гидрофобизатором ГФ № 1, и составляет 72,4 %. При применении ГФ № 4 происходит наименьшее восстановление проницаемости – 51,1 %, что на 1,1 процентный пункт выше аналогичного параметра при использовании немодифицированного раствора хлорида натрия.

На следующем этапе с целью оценки применимости исследованных растворов солей и гидрофобизаторов в технологиях кислотного воздействия определена их физико-химическая совместимость с КС и нефтью целевого объекта.

Совместимость рассматриваемых растворов и гидрофобизаторов с КС испытана их смешением в соотношении 50:50, термостатированием в течение двух

часов при пластовой температуре, после чего в течение двух часов при комнатной температуре. По истечении времени фиксировали наличие газа, осадка, изменение цвета, помутнение в смеси. Для испытаний принимали следующие КС, применяемые при ОПЗ добывающих скважин, эксплуатирующих объект БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения [1, 2]: модифицированный 8 % (мас.) раствор соляной кислоты; модифицированный глинокислотный состав, содержащий 9 % (мас.) хлороводорода и 1,5 % (мас.) фтороводорода.

По результатам тестов было выявлено, что все испытанные гидрофобизаторы и буферные жидкости совместимы с КС и могут применяться в технологиях кислотного воздействия на объекте БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения.

Определение совместимости растворов хлоридов натрия (плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>) и калия (плотностью 1140 и 1070 кг/м<sup>3</sup>) проводилось путём их смешения с нефтью в объёмных соотношениях 25:75, 50:50, 75:25 с предварительным термостатированием проб в течение 30 минут. Расслоение смеси контролировали в течение двух часов при 87 °С, затем при комнатной температуре в течение двух часов. Затем аналогичное тестирование проводили с раствором хлорида натрия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> при добавлении различных гидрофобизаторов.

Смешение модифицированных гидрофобизаторами растворов на основе хлорида натрия с нефтью в различных соотношениях объёма не привело к образованию взвеси, эмульсии и осадка. При фильтровании смеси через сито с размером ячейки не более 0,152 мм выпадения осадков и образования эмульсии также не выявлено. Все испытанные гидрофобизаторы и солевые растворы совместимы с нефтью объекта.

#### Выводы

1. Проведен аналитический обзор опыта применения гидрофобизаторов и стабилизаторов глин. Установлено, что применение данных типов реагентов позволяет повысить эффективность операций ОПЗ и ТКРС в условиях глинистых терригенных коллекторов. Для проведения экспериментальных исследований выбраны растворы хлорида натрия (плотностью 1140 и 1070 кг/м<sup>3</sup>) и хлорида калия (плотностью 1140 и 1070 кг/м<sup>3</sup>), а также раствор на основе хлорида натрия (плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>), модифицированный катионными гидрофобизаторами на основе четвертичных аммониевых соединений.
2. Оценено влияние данных растворов, а также пресной воды на набухание и снижение проница-

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Комплексный подход при обосновании выбора технологии борьбы с солеотложением в нефтедобывающих скважинах / А.Е. Фоломеев, Р.А. Фаизов, А.Р. Шарифуллин, А.Г. Михайлов, И.С. Давиденко // Инженерная практика. – 2018. – № 6–7. – С. 98–104.
2. Адаптация технологии обработки призабойных зон скважин Соровского месторождения в условиях солеотложения / А.Е. Фоломеев, С.А. Вахрушев, Ф.К. Мингалишев, А.Р. Шарифуллин, Р.А. Фаизов, И.С. Давиденко, Р.К. Разяпов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 124–129.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Соровского нефтяного месторождения в пределах Восточно-Вуемского лицензионного участка. Кн. 1 / под ред. Г.А. Мухаметзяновой. – Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 2015. – 792 с.
4. Определение смачиваемости ядра месторождений Вала Гамбурцева различными методами / М.Р. Гайсин, А.Е. Фоломеев, А.К. Макатров, А.Г. Телин, И.С. Афанасьев, А.И. Федоров, О.В. Емченко, А.В. Зайнуллин // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 46–52.
5. Минаков И.И. Гидрофобизация прискважинной зоны пласта составами на основе ПАВ с целью интенсификации добычи нефти: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2001. – 19 с.
6. Особенности выбора технологий глушения скважин с высоким пластовым давлением на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» / С.А. Вахрушев, О.Е. Гамалин, В.А. Шайдуллин, Н.Г. Беленкова, И.А. Ахмеров // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 111–115.

емости горной породы терригенного коллектора БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения. Выявлено, что наибольшее набухание и снижение проницаемости вызывает пресная вода и раствор на основе хлорида натрия плотностью 1070 кг/м<sup>3</sup>. Данную жидкость не рекомендуется применять в условиях рассматриваемого месторождения.

3. Определена устойчивость растворов гидрофобизаторов к температурной и солевой агрессии. Выявлено, что один из протестированных гидрофобизаторов неустойчив и демонстрирует помутнение раствора и выпадение осадка.
4. Определена физико-химическая совместимость растворов гидрофобизаторов и буферных жидкостей с нефтью объекта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения и применяемыми на месторождении кислотными составами. Все гидрофобизаторы совместимы с нефтью объекта и кислотными составами, при их смешении взвесь, эмульсия и осадки не образуются.
5. Марки гидрофобизаторов ГФ № 1 и ГФ № 2 на основе четвертичных аммониевых соединений показали наибольшее восстановление проницаемости и рекомендованы для применения при операциях глушения и кислотных обработках в геолого-физических условиях объекта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения.
6. Буферные жидкости на основе хлорида натрия (плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>) и хлорида калия (плотностью 1140 и 1070 кг/м<sup>3</sup>) обладают приемлемыми ингибирующими свойствами в отношении глин и рекомендованы для применения при операциях глушения и кислотных обработках в геолого-физических условиях объекта БС<sub>7</sub><sup>0</sup> Соровского месторождения.
7. Дубков И.Б., Земцов Ю.В. Эффективность гидрофобных кислотных составов при ОПЗ юрских пластов Ловинского месторождения // Бурение и нефть. – 2008. – № 02. – С. 44–45.
8. Стабилизатор коллекторских свойств нефтяного пласта: пат. 2312880 Российская Федерация, МПК С09К 8/42, С09К 8/524, С09К 8/528, С09К 8/74. № 2006107239/03; заявл. 10.03.2006; опубл. 20.12.2007. – 6 с.
9. Вопросы интенсификации добычи нефти в полимиктовых высокоглинистых коллекторах / В.В. Шелепов, О.Г. Зарипов, Р.Н. Фахретдинов, Ю.В. Земцов // Интервал. – 1999. – № 7. – С. 2–6.
10. Петров Н.А., Юрьев В.М., Хисаева А.И. Синтез анионных и катионных ПАВ для применения в нефтяной промышленности. – Уфа: УГНТУ, 2008. – 54 с.
11. Correlation between critical micelle concentration and CO<sub>2</sub> corrosion inhibition efficiency of quaternary ammonium compounds / X. Li, S. Chawla, W. Durmie, J. Vera, W. Richard // CORROSION 2018. – Phoenix: NACE, 2018. – 9 p.
12. Field trial findings of a novel sulfidogenesis inhibitory compound / B. Geissler, A. Jones, M. Setinc, A. Koerner, B. Damon // CORROSION 2019. – Nashville: NACE, 2019. – 13 p.
13. Investigation of high-efficient acidizing inhibitors: structure and anti-corrosion performance of novel indolizine derivatives / Z. Yang, Y. Wang, F. Zhan, R. Wang, W. Chen, M. Ding, H. Baofeng // CORROSION 2019. – Nashville: NACE, 2019. – 17 p.
14. Изучение синергетического эффекта смеси анионных и катионных ПАВ в средах различной кислотности / Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, В.Д. Власова, Т.И. Юнусов, К.К. Мерзляков //

- Нефтепромысловая химия: Материалы VI Международной научно-практической конференции (XIV Всероссийской научно-практической конференции). – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – С. 69–71.
15. Мониторинг и выбор технологий обработки призабойной зоны на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / В.Н. Гузаков, А.Г. Телин, А.Г. Пасынков, В.В. Мальцев, А.Ю. Каменских, Ю.А. Подкопаев // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 57–61.
  16. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. 3rd ed. – New York: John Wiley & Sons LTD Publ., 2000. – 856 p.
  17. Габидуллин Р.И. Композиционные гидрофобизаторы на основе эввилена для обработки призабойных зон нефтяных скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2005. – 19 с.
  18. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration / A. Sameni, P. Pourafshary, M. Ghanbarzadeh, S. Ayatollahi // Egyptian Journal of Petroleum. – 2015. – V. 24 (4). – P. 429–437.
  19. Assem A.I., Nasr-El-Din H.A., Harper T.L. A new class of permanent clay stabilizers // SPE International Conference on Oilfield Chemistry. – Galveston: SPE, 2019. – 11 p.
  20. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs // Advances in Colloid and Interface Science. – 2020. – V. 276. – 58 p.
  21. Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / Пер. с румынск. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
  22. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: Б. и., 2009. – 338 с.
  23. Patel H., Santra A., Thamlitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor // International Petroleum Technology Conference. – Dhahran: IPTC, 2020. – 9 p.
  24. Kalfayan L.J., Watkins D.R. A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing // SPE California Regional Meeting. – Ventura: SPE, 1990. – 8 p.
  25. Ayorinde A., Granger C., Thomas R.L. The application of fluoboric acid in sandstone matrix acidizing: a case study // 21st Annual Indonesian Petroleum Association Convention. – Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 2020. – 28 p.
  26. An innovative approach using micro-emulsion treatment techniques to remove sandstone formation damage: lab testing and field application / H.A. Almajid, H.I. Shuwaikhat, S.M.A. Zeid, A.K.V. Addagalla // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – Dammam: SPE, 2018. – 10 p.
  27. Hall B.E. Workover Fluids: Parts 1–5 // World Oil. – 1986. – № 5. – P. 111–114.
  28. Study of ethylenediammonium dichloride as a clay stabilizer used in the fracturing fluid / L. Fu, K. Liao, J. Ge, G. Zhang, Y. He, X. Wang, S. Zhang, S. Deng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 179. – P. 958–965.
  29. Synthesis, characterization and evaluation of long-acting hyperbranched cationic polymer clay stabilizer used in water flooding / Q. Feng, H. Liu, Z. Peng, Y. Zheng // Polymer Testing. – 2020. – V. 82. – 11 p.
  30. Novel gemini surfactant as a clay stabilizing additive in fracturing fluids for unconventional tight sandstones: Mechanism and performance / Z. Tariq, M.S. Kamal, M. Mahmoud, S.M. Shakil Hussain, S.R. Hussaini // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – 11 p.
  31. Crowe C.W. Laboratory study provides guidelines for selecting clay stabilizers // CIM/SPE International Technical Meeting. – Calgary: SPE, 1990. – 7 p.
  32. Van Gijtenbeek K., Neyfeld A.P., Prudnikova A. One molar salt solutions used for clay control in waterbased frac fluids in West Siberia // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow: SPE, 2006. – 8 p.
  33. Chilingarian G.V., Vorabutr P. Drilling and drilling fluids, developments in petroleum science. – New York: Elsevier Scientific Publishing Co., 1981. – 767 p.
  34. Civan F., Knapp R.M. Effect of clay swelling and fines migration on formation permeability // Proceedings of the SPE Production Operations Symposium. – Oklahoma: SPE, 1987. – P. 475–483.
  35. OCT 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: ВНИИ, 1987. – 20 с.

Поступила 19.01.2022 г.

#### Информация об авторах

**Фоломеев А.Е.**, кандидат технических наук, руководитель сектора стимуляции скважин отдела технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин общества с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть».

**Вахрушев С.А.**, кандидат технических наук, начальник отдела технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин общества с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть».

**Хатмуллин А.Р.**, специалист сектора стимуляции скважин отдела технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин общества с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть».

**Малинин А.В.**, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по исследованиям общества с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть».

**Ленченкова Л.Е.**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Туриянов А.Р.**, ведущий специалист лаборатории фильтрационных исследований общества с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть».

**Давиденко И.С.**, начальник отдела по повышению производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий общества с ограниченной ответственностью «Соровскнефть».

UDC 622.276.7

## REDUCING THE NEGATIVE IMPACT OF WORKOVER FLUIDS ON SOROVSKOE OILFIELD SANDSTONE FORMATION BY THEIR MODIFICATION

**Aleksey E. Folomeev**<sup>1</sup>,  
FolomeevAE@bnipi.rosneft.ru

**Sergey A. Vakhrushev**<sup>1</sup>,  
VakhrushevSA@bnipi.rosneft.ru

**Arslan R. Khatmullin**<sup>1</sup>,  
KhatmullinAR@bnipi.rosneft.ru

**Andrey V. Malinin**<sup>1</sup>,  
MalininAV@bnipi.rosneft.ru

**Lyubov E. Lenchenkova**<sup>2</sup>,  
lenchenkova@mail.ru

**Aidar R. Turiyanov**<sup>1</sup>,  
TuriyanovAR@bnipi.rosneft.ru

**Igor S. Davidenko**<sup>3</sup>,  
DavidenkoIS@bashneft.ru

<sup>1</sup> Limited Liability Company RN-BashNIPIneft,  
86/1, Lenin street, Ufa, 450006, Russia.

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

<sup>3</sup> Limited Liability Company Sorovskneft,  
5, Ordzhonikidze street, Tyumen, 625002, Russia.

**Relevance.** Sandstone reservoirs of Western Siberia are predominantly hydrophilic in nature and contain a wide variety of clay minerals. When exposed to the bottomhole zone of wells with such technological compositions as spacer fluids, killing fluids, acid compositions and other aqueous chemical reagents used during well servicing and workovers, well productivity decreases due to the decline of oil relative phase permeability and swelling of clay minerals of the rock. Reducing the negative impact of workover fluids can be achieved through the selection and adaptation of effective spacer fluids and surfactants, through a complex of analytical and laboratory studies.

**The aim** of the research is to select the effective spacer fluids and surfactants to reduce negative impact on the reservoir properties of the Sorovskoe oilfield BS<sub>7</sub> formation.

**Objects:** spacer fluids, clay stabilizers and surfactants.

**Methods.** This aim was achieved through a review of domestic and foreign experience in the use of reagents – clay stabilizers and surfactants – in the conditions of hydrophilic clay sandstone reservoirs and a set of laboratory studies to assess the impact of spacer fluids on the formation rock by determining the swelling coefficient of disintegrated rock in these fluids and core tests under thermobaric conditions of the formation. The minimally effective dose of surfactants was determined based on the results of measuring the surface tension at the «spacer fluid – oil» phase boundary. The stability of the reagents under the temperature and salt aggression, as well as the assessment of the risks of the manifestation of incompatibility of the reagents with the formation fluids and the acid compositions was carried out by the bottle tests.

**Results.** The minimally effective dose of surfactant has been determined, as well as its stability to temperature and salt aggression under the reservoir conditions. The physicochemical compatibility of solutions of surfactants and spacer fluids was tested with oil from the BS<sub>7</sub> formation of the Sorovskoe field and acid compositions used at the field. Based on the complex of studies carried out, it was found that surfactants based on quaternary ammonium compounds and spacer fluids based on sodium chloride (with a density of 1140 kg/m<sup>3</sup>) and potassium chloride (with a density of 1140 and 1070 kg/m<sup>3</sup>) provide the greatest core model permeability build-up. These fluids and reagents are recommended for use in wells workovers, as well as in the technology of acid treatment of the bottomhole zone in the conditions of the BS<sub>7</sub> formation at the Sorovskoe field.

### Key words:

Sorovskoe oilfield, spacer fluid, workover fluid, killing fluid, acidizing, clay swelling, relative phase permeability, surfactants, clay stabilizers, sandstone formation, core tests.

### REFERENCES

1. Folomeev A.E., Faizov R.A., Sharifullin A.R., Mikhaylov A.G., Davidenko I.S. Kompleksny podkhod pri obosnovanii vybora tekhnologii borby s soleotlozheniem v nefte dobyvayushchikh skvazhinakh [An integrated approach to substantiating the choice of technology to deal with scale deposition in oil producing wells]. *Inzhenernaya praktika*, 2018, no. 6–7, pp. 98–104.
2. Folomeev A.E., Davidenko I.S., Vakhrushev S.A., Mingalishv F.K., Sharifullin A.R., Faizov R.A., Razyapov R.K. Adaptation of the technology for bottom-hole zones treatment under conditions of scaling at the Sorovskoye field. *Oil Industry Journal*, 2019, no. 11, pp. 124–129. In Rus.
3. *Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Sorovskogo nefyanogo mestorozhdeniya v predelakh Vostochno-Vuemskogo litsenziionnogo uchastka*. Kn. 1 [Addition to the technological scheme of the Sorovskoe oil field development within the Vostochno-Vuemsky license area. B. 1]. Ed. by G.A. Mukhametzhanova. Ufa, BashNIPIneft Publ., 2015. 792 p.
4. Gajsin M.R., Folomeev A.E., Makatrov A. K., Telin A. G., Afanasiev I.S., Fedorov A.I., Emchenko O.V., Zajnullin A.V. The measurement of Val Gamburtzeva oil field core's wettability by different methods. *Territoriya Neftegaz*, 2011, no. 4, pp. 46–52. In Rus.
5. Minakov I.I. *Gidrofobizatsiya priskvazhimoy zony plasta sostavami na osnove PAV s tselyu intensivifikatsii dobychi nefii*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Hydrophobization of the near-wellbore formation zone with surfactant-based compositions to enhance oil production. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2001. 19 p.
6. Vakhrushev S.A., Gamolin O.E., Belenkova N.G., Shaydullin V.A., Akhmerov I.A. Special aspects of selection of high-pressure well-

- killing technology at oilfields of Bashneft-Dobycha LLC (Russian). *Oil Industry*, 2018, no. 9, pp. 111–115. In Rus.
7. Dubkov I.B., Zencov Yu.V. Efficiency of hydrophobic acid compositions while down-the-hole treatment of jurassic layers of the Lovinsky oil field. *Drilling and oil magazine*, 2008, no. 2, pp. 44–45. In Rus.
  8. Kirillin V.I., Ashigyan D.G., Pisarev K.A., Grigorev S.Yu. *Stabilizator kollektorskiykh svoystv nefyanogo plasta* [Oil reservoir properties stabilizer]. Patent RF, no. 2566048, 2007.
  9. Shelepov V.V., Zaripov O.G., Fakhretdinov R.N., Zemtsov Yu.V. Voprosy intensivatsii dobychi nefiti v polimiktovykh vysokoglinistykh kollektorakh [Problems of oil production intensification in high-clay polymictic reservoirs]. *Interval*, 1999, no. 7, pp. 2–6.
  10. Petrov N.A. *Sintez anionnykh i kationnykh PAV dlya primeneniya v nefyanoy promyshlennosti* [Synthesis of anionic and cationic surfactants for use in the oil industry]. Ufa, UGNTU Publ., 2008. 54 p.
  11. Li X., Chawla S., Durnie W., Vera J., Richard W. Correlation between critical micelle concentration and CO<sub>2</sub> corrosion inhibition efficiency of quaternary ammonium compounds. *CORROSION 2018*. Phoenix, NACE, 2018. 9 p.
  12. Geissler B., Jones A., Setinc M., Koerner A., Damon B. field trial findings of a novel sulfidogenesis inhibitory compound. *CORROSION 2019*. Nashville, NACE, 2019. 13 p.
  13. Yang Z., Wang Y., Zhan F., Wang R., Chen W., Ding M., Baofeng H. Investigation of high-efficient acidizing inhibitors: structure and anti-corrosion performance of novel indolizine derivatives. *CORROSION 2019*. Nashville, NACE, 2019. 17 p.
  14. Magadova L.A., Davletshina L.F., Vlasova V.D., Yunusov T.I., Merzlyakov K.K. Izucheniye sinergeticheskogo efekta smesi anionnykh i kationnykh PAV v sredakh razlichnoy kislotnosti [Study of the synergistic effect of a mixture of anionic and cationic surfactants in media of different acidity]. *Neftepromyslovaya khimiya. Materialy VI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (XIV Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii)* [VI International Scientific and Practical Conference (XIV All-Russian Scientific and Practical Conference). Oilfield Chemistry]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ., 2019. pp. 69–71.
  15. Gusakov V.N., Telin A.G., Pasyukov A.G., Malcev V.V., Kamenskih A.Yu., Podkopaev Yu.A. Monitoring and a choice of bottomhole zones treatment technologies at RN-Yuganskneftegaz OOO fields. *Oil Industry Journal*, 2007, no. 11, pp. 57–61. In Rus.
  16. Economides M.J., Nolte K.G. *Reservoir stimulation*. 3<sup>rd</sup> ed. New York, John Wiley & Sons LTD Publ., 2000. 856 p.
  17. Gabidullin R.I. *Kompozitsionnye gidrofobizatory na osnove sevilena dlya obrabotki prizaboynykh zon nefyanykh skvazhin*. Avtoreferat Dis. Kand. Nauk [Sevilen-based composite water repellents for treatment of bottomhole zones of oil wells. Cand. Diss. Abstract]. Kazan, 2005. 19 p.
  18. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2009, vol. 24 (4), pp. 429–437.
  19. Assem A.I., Nasr-El-Din H.A., Harper T.L. A new class of permanent clay stabilizers. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*. Galveston, SPE, 2019. 11 p.
  20. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, vol. 276, 59 p.
  21. Kristian M., Sokol S., Konstantinesku A. *Uvelichenie produktivnosti i priemistosti skvazhin* [Increase in productivity and injectivity of wells]. Translated from Rumanian. Moscow, Nedra Publ., 1985. 184 p.
  22. Ryabokon S.A. *Tekhnologicheskie zhidkosti dlya zakanchivaniya i remonta skvazhin* [Well completion and workover fluids]. Krasnodar, 2009. 338 p.
  23. Patel H., Santra A., Thaemlitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, IPTC, 2020. 9 p.
  24. Kalfayan L.J., Watkins D.R. A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing. *SPE California Regional Meeting*. Ventura, SPE, 1990. 8 p.
  25. Ayorinde A., Granger C., Thomas R.L. The application of fluoboric acid in sandstone matrix acidizing: a case study. *21<sup>st</sup> Annual Indonesian Petroleum Association Convention*. Jakarta, Indonesian Petroleum Association, 2020. 28 p.
  26. Almajid H.A., Shuwaikhat H.I., Zeid S.M.A., Addagalla A.K.V. An innovative approach using micro-emulsion treatment techniques to remove sandstone formation damage: lab testing and field application. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, SPE, 2018. 10 p.
  27. Hall B.E. Workover fluids: Parts 1–5. *World Oil*, 1987, no. 5, pp. 111–114.
  28. Fu L., Liao K., Ge J., Zhang G., He Y., Wang X., Zhang S., Deng S. Study of ethylenediammonium dichloride as a clay stabilizer used in the fracturing fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 958–965.
  29. Feng Q., Liu H., Peng Z., Zheng Y. Synthesis, characterization and evaluation of long-acting hyperbranched cationic polymer clay stabilizer used in water flooding. *Polymer Testing*, 2020, vol. 82, 11 p.
  30. Tariq Z., Kamal M.S., Mahmoud M., Shakil Hussain S.M., Hussaini S.R. Novel gemini surfactant as a clay stabilizing additive in fracturing fluids for unconventional tight sandstones: mechanism and performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 11 p.
  31. Crowe C.W. Laboratory study provides guidelines for selecting clay stabilizers. *CIM/SPE International Technical Meeting*. Calgary, SPE, 1990. 7 p.
  32. Van Gijtenbeek K., Neyfeld A.P., Prudnikova A. One molar salt solutions used for clay control in waterbased frac fluids in West Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow, SPE, 2006. 8 p.
  33. Chilingarian G.V., Vorabutr P. *Drilling and drilling fluids, developments in petroleum science*. New York, Elsevier Scientific Publishing Co., 1981. 767 p.
  34. Civan F., Knapp R.M. Effect of clay swelling and fines migration on formation permeability. *Proceedings of the SPE Production Operations Symposium*. Oklahoma, SPE, 1987. pp. 475–483.
  35. OST 39-195-86. *Neft. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefiti vodoy v laboratornykh usloviyakh* [SS 39-195-86. Oil. Method for determining the oil displacement coefficient by water in laboratory conditions]. Moscow, Oil Ministry Publ., 1987. 20 p.

Received: 19 January 2022.

#### Information about the authors

- Aleksey E. Folomeev**, Cand. Sc., head of branch, Limited Liability Company RN-BashNIPIneft.  
**Sergey A. Vakhrushev**, Cand. Sc., head of department, Limited Liability Company RN-BashNIPIneft.  
**Arslan R. Khatmullin**, specialist, Limited Liability Company RN-BashNIPIneft.  
**Andrey V. Malinin**, Cand. Sc., deputy general director, Limited Liability Company RN-BashNIPIneft.  
**Lyubov E. Lenchenkova**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.  
**Aidar R. Turiyanov**, lead specialist, Limited Liability Company RN-BashNIPIneft.  
**Igor S. Davidenko**, head of department, Limited Liability Company Sorovskneft.