

OIL-INDUSTRY.RU

ISSN 0028-2448

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО



НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

ОСНОВАН В 1920 ГОДУ ВЫПУСК 1221

2025 **7** ИЮЛЬ



От смелого шага —
к большому пути

УЧАСТНИКИ
ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА



Повышение эффективности выравнивания профиля приемистости в скважинах с внутрискважинной перекачкой

Е.В. Сергеева¹
В.В. Коновалов¹, к.х.н.
С.В. Воробьев², к.т.н.
Д.А. Фролов³
Я.Е. Белугина³
Н.А. Морозовский⁴, к.т.н.

¹ООО «СамараНИПИнефть»,
ОГ ПАО «НК «Роснефть»
²Международный Институт
Профессионального Образования
³АО «Самаранефтегаз»,
ОГ ПАО «НК «Роснефть»
⁴ПАО «НК «Роснефть»

Адреса для связи: Sergeeva_EV@rosneft.ru,
Konovalov_VV@rosneft.ru, ceo@inipe.com, FrolovDA@samng.rosneft.ru,
BeluginaYaE@samng.rosneft.ru, n_morozovskiy@rosneft.ru

Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости (ВПП),
внутрискважинная перекачка (ВСП), лабораторные исследования,
состав, результаты исследования

В настоящее время наблюдается рост числа нагнетательных скважин, оборудованных системой внутрискважинной перекачки жидкости, используемой для поддержания пластового давления. Одним из важных технологических мероприятий, направленных на повышение эффективности заводнения, является применение технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП), причем особый интерес в целом ряде обществ ПАО «НК «Роснефть» представляют «бесподходные» технологии, осуществляемые без извлечения глубиннонасосного оборудования. При этом особенность конструкции скважин с внутрискважинной перекачкой ограничивает применение классических технологий ВПП без детального их тестирования или требует внедрения новых технологий. В работе представлены результаты разработки технологии ВПП для систем с внутрискважинной перекачкой на основе смеси осадкообразующей композиции и ПАВ. Результаты комплексного исследования показали, что при взаимодействии состава, содержащего натриевые соли органических кислот, с минерализованной водой образуется коллоидная суспензия с твердыми мелкодисперсными частицами. Размеры образующейся твердой фазы зависят от концентрации хлористого кальция и минерализации вод. Для удерживания дисперсной фазы во взвешенном состоянии и предупреждения преждевременного оседания коллоидных частиц в композицию вводятся ПАВ. Экспериментально установлено, что разработанный состав обладает регулируемой динамической вязкостью, седиментационной устойчивостью в течение длительного времени при различной степени разбавления, что минимизирует риск образования отложений в надпакерном пространстве. Кроме того, состав стоек к механической деструкции, способен создавать дополнительное фильтрационное сопротивление и не должен оказывать негативного влияния на систему сбора и подготовки нефти.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: *Повышение эффективности выравнивания профиля приемистости в скважинах с внутрискважинной перекачкой* / Е.В. Сергеева, В.В. Коновалов, С.В. Воробьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 7. – С. 121-125. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-7-121-125>
Sergeeva E.V., Konovalov V.V., Vorobiev S.V., et al., *Improving the efficacy of a downhole pumping well conformance control* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2025, No. 7, pp. 121-125, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-7-121-125>

Дата поступления рукописи в редакцию: 04.04.2025 г. Дата принятия рукописи в печать: 23.06.2025 г.

Improving the efficacy of a downhole pumping well conformance control

E.V. Sergeeva¹
V.V. Konovalov¹
S.V. Vorobiev²
D.A. Frolov³
Y.E. Belugina³
N.A. Morozovskiy⁴

¹SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara
²International Institute of Professional Education, RF, Samara
³Samaraneftegas JSC, RF, Samara
⁴Rosneft Oil Company, RF, Moscow

E-mail: Sergeeva_EV@rosneft.ru, Konovalov_VV@rosneft.ru,
ceo@inipe.com, FrolovDA@samng.rosneft.ru,
BeluginaYaE@samng.rosneft.ru, n_morozovskiy@rosneft.ru

Keywords: conformance control, downhole pumping, laboratory studies,
formulation, study results

Currently, there is an increase in a number of injection wells equipped with a downhole liquid pumping systems maintaining the formation pressure. One of the important engineering measures to improve the flooding efficacy is the conformance control (CC), with a special interest of a number of Rosneft Oil Company subsidiaries to «approachless» technologies which do not require withdrawal of the downhole pumping equipment. At the same time, the downhole liquid pumping well design restricts the use of conventional CC technologies without extensive testing or requires the development of new technologies. This work presents the results of development of a CC technology for downhole pumping systems which uses a blend of a sedimentogenic composition with a surfactant. The extensive studies showed that a composition containing sodium organic salts, when interacting with mineralized water, forms a colloidal suspension composed of solid thin particles. The solid phase size distribution depends on the calcium chloride concentration and total water salt content. The composition contains surfactants to keep dispersion phase suspended and prevent the premature sedimentation of colloid particles. The experiments have demonstrated that the composition developed possess adjustable dynamic viscosity and long-term sedimentation stability at different dilution ratios thereby minimizing packer space deposition risks. It is also non-strain-ageing, has an ability to provide an additional filtration resistance and should not have any negative effect on the oil gathering and preparation system.

Впервые публикуются результаты испытания технологии выравнивания профиля приемистости на основе смеси осадкообразующей композиции и ПАВ, разработанной в ПАО «НК «Роснефть». Полученный состав может быть использован при реализации потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах, оборудованных системой внутрискважинной прокачки, без извлечения насосного оборудования. Использование композиции позволит повысить экономическую эффективность разработки нефтяных месторождений Самарской области путем сокращения времени и затрат на проведение ремонтных работ.

В настоящее время наблюдается рост числа нагнетательных скважин, оборудованных системой внутрискважинной перекачки (ВСП) жидкости, используемой для поддержания пластового давления (ППД). Данная система позволяет осуществлять перекачку воды в продуктивные нефтяные пласты из водоносных горизонтов без подъема воды на поверхность и привлечения дополнительного наземного оборудования, что снижает затраты на строительство, реконструкцию водоводов, систему ППД [1, 2]. Принципиальная схема работы скважины с ВСП представлена на рис. 1.

С 2022 по 2024 гг. на объектах АО «Самаранефтегаз», являющегося одним из дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», отмечается рост числа скважин с применением ВСП: 163 в 2022 г., 195 в 2023 г., 237 в 2024 г. Насосами «перевернутого» типа оснащено около 37 % общего числа нагнетательных скважин. Для реализации технологии в дочернем обществе ПАО «НК «Роснефть» используются насосы типа ЭЦН5(5А), ЭЦНАКИВ5(5А), ЭЦНДВИК5(5А), УЭЦНАКИВ5(5А), в наибольшей степени (около 77 %) – насосы УЭЦНАКИВ.

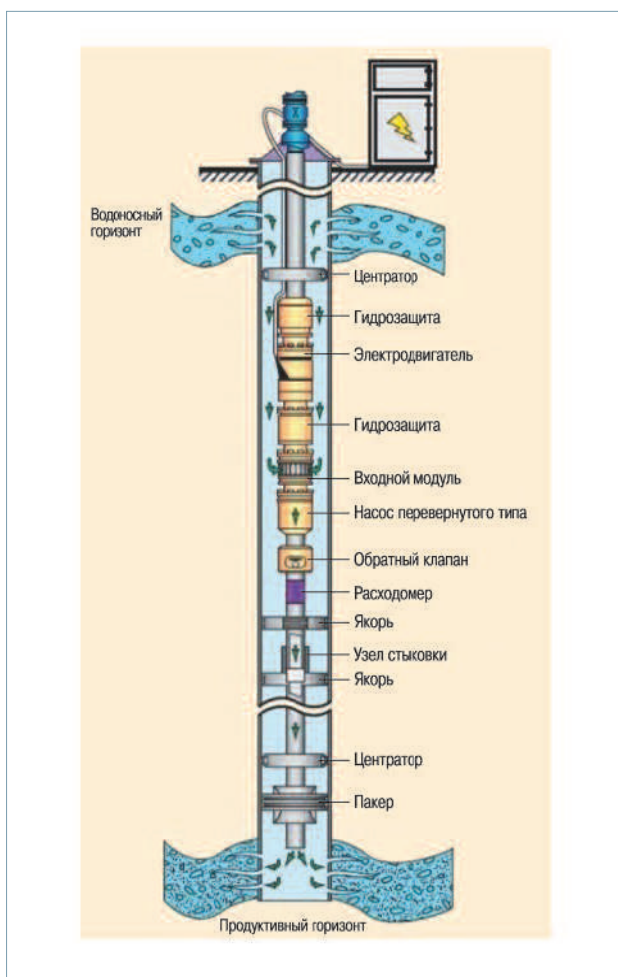


Рис. 1. Принципиальная схема компоновки для выполнения ВСП жидкости

Одним из важных технологических мероприятий для нагнетательных скважин является применение технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) [3], обеспечивающих вовлечение в разработку нефтенасыщенных прослоев более низкой проницаемости и изоляцию промытых высокопроницаемых зон. В промышленных условиях закачка растворов химических реагентов для ВПП часто осуществляется с участием бригады капитального ремонта скважин и извлечением глубинно-насосного оборудования (ГНО). Обобщение данных литературных источников [4–23] и анализ результатов опытно-промышленных работ по ВПП в скважинах с ВСП показывают перспективность внедрения «бесподходящих» технологий, осуществляемых без извлечения ГНО. При этом особенность конструкции скважин ограничивает применение классических технологий ВПП без детального их тестирования или требует разработки новых подходов. Особое внимание уделяется сохранению реологических свойств химической композиции после прохождения через ГНО.

В данной работе представлены результаты разработки технологии выравнивания профиля приемистости для систем с ВСП с использованием смеси осадкообразующей композиции и ПАВ.

На первом этапе были определены условия применения разрабатываемых составов. Обобщенные данные о геолого-физических параметрах пластов и физико-химических свойствах флюидов объектов АО «Самаранефтегаз» представлены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры	Коллектор	
	карбонатный	терригенный
Температура пласта, °С	28–80	42–70
Вязкость нефти, мПа·с	2,04–9,34	0,49–10,83
Проницаемость, мкм ²	0,01–0,491	0,044–0,325
Расчлененность	1,99–19,4	1,2–3,1
Приемистость, м ³ /сут	46–400	55–243
Коэффициент песчанности, д. ед.	0,38–0,99	0,25–0,97
Минерализация закачиваемой воды, г/л	215–277	
pH закачиваемой воды	4,72–10,6	

К разрабатываемому составу и технологии ВПП предъявлялись следующие требования:

- 1) стойкость к механической деструкции – сохранение основных свойств состава при механическом воздействии, создаваемом при частоте вращения механической мешалки, равной 3000 мин⁻¹;
- 2) недопущение образования осадков/гелей в надпакерном пространстве;
- 3) седиментационная устойчивость и однородность состава;
- 4) фильтруемость в поровое пространство коллектора;
- 5) размер образуемой твердой фазы – не более 100 мкм;
- 6) создание остаточного фактора сопротивления.

Основой разрабатываемой технологии выбраны осадкообразующие компоненты, обеспечивающие образование коллоидной суспензии, поскольку их свойства не изменяются при механическом воздействии в отличие от свойств систем на основе ПАА, ПАА и шивателей, эмульсий. Для обеспечения дополнительных эффектов (седиментационной устойчивости образующейся коллоидной суспензии, низкого межфазного натяжения, нефтеотмывающей способности и солубилизационной активности) дополнительно вводились ПАВ разных классов: кокамидопропилбетаин, относящийся к классу цвтерионных ПАВ, алкилбензолсульфонат натрия – к классу анионных ПАВ, оксиэтилированные моноалкилфенол – к классу неионогенных ПАВ.

Механизм действия реагента можно описать следующим образом: смешиваясь с пластовой водой, содержащей ионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , с одной стороны, повышается вязкость смеси, что связано с наличием в составе реагентов ПАВ и переходом мицелл из сферической формы в цилиндрическую и их последующим ростом за счет ионной шивки, с другой – образуется мелкодисперсный осадок солей моно-, ди- и поликарбонатовых кислот.

В результате в высокопроницаемых обводненных слоях образуется оторочка вязкой, седиментационно устойчивой мелкодисперсной коллоидной системы, которая способствует снижению проницаемости водонасыщенных интервалов пласта. Вследствие этого закачиваемая вода начинает поступать в менее проницаемые зоны и участки пласта, не охваченные заводнением, что повышает охват заводнением. При проникновении состава в нефтенасыщенную прослойку и смешивании с пластовой нефтью разрушаются ионные связи мицелл состава и снижается вязкость смеси, а входящие в состав ПАВ позволяют уменьшать межфазное натяжение и осуществлять доотмыв породы пласта. При применении состава в технологии регулирования заводнения одновременно увеличиваются коэффициент вытеснения и коэффициент охвата пласта, что повышает нефтеотдачу заводняемых коллекторов.

Пример образования мелкодисперсного осадка при смешивании минерализованной воды и реагента представлен на рис. 2 и в табл. 2, строчки 1–5.

Исследования показали, что на размер мелкодисперсного осадка в наибольшей степени влияют ионы двухвалент-

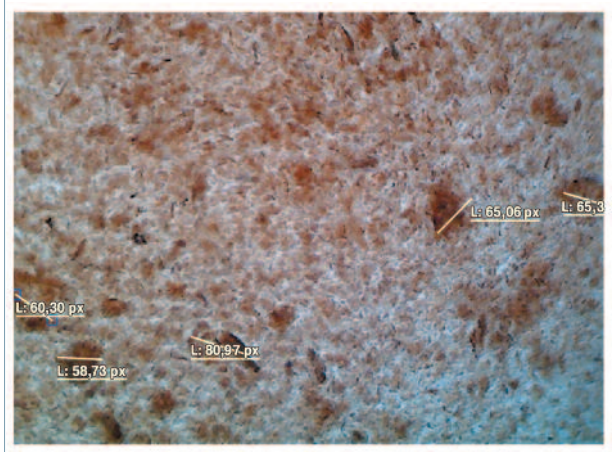


Рис. 2. Фото осадка при смешивании реагента с минерализованной водой в соотношении 1:1 (40-кратное увеличение)

Таблица 2

№ п/п	Растворитель	Средний размер частиц осадкообразующего компонента, мкм
1	Вода серпуховского яруса №1 (Ca^{2+} и Mg^{2+} –5,56 г/л)	29,9
2	Вода серпуховского яруса №2 (Ca^{2+} и Mg^{2+} –15,4 г/л)	78,7
3	1%-ный раствор CaCl_2	25,2
4	5%-ный раствор CaCl_2	55,5
5	10%-ный раствор CaCl_2	79,1
6	После интенсивного перемешивания	
7	Вода серпуховского яруса №2	61,9
8	10%-ный раствор CaCl_2	71,4

ных металлов. Таким образом, применение реагента требует учета компонентного состава закачиваемых вод и геолого-физические характеристик целевого объекта.

На втором этапе выполнена оценка стойкости композиции к механической деструкции моделированием влияния на свойства системы при прохождении реагента через ГНО. Стойкость к механической деструкции изучена путем интенсивного перемешивания механической мешалкой с частотой вращения 3000 мин⁻¹, которая соответствует номинальной частоте вращения лопастей центробежных насосов, применяемых для ВСП. Выполненные эксперименты показали сохранение технологических свойств состава: размеры частиц осадка изменились незначительно (см. табл. 2, строчки 6–7).

Важное значение при применении реагента для ВСП имеет его седиментационная устойчивость, которую определяли в течение 24 ч с помощью торсионных весов при смешивании с минерализованной водой серпуховского яруса №2. Результаты представлены в табл. 3. Исследования показали, что введение в состав реагента ПАВ позволяет обеспечить седиментационную устойчивость реагента в течение длительного времени и при различной степени разбавления, что минимизирует риски образования отложений в надпакерном пространстве.

Таблица 3

Соотношение реагент/минерализованная вода	Время осаждения осадка, ч	Седиментационная устойчивость	
		осадкообразующего компонента	осадкообразующего компонента + ПАВ
1:20	1	Да	Нет
1:10	2	Да	Нет
1:5	12	Нет	Нет
1:2,5	20	Нет	Нет
1:1	24	Нет	Нет

Реологические параметры осадкообразующего компонента, определенные с использованием реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH, Австрия), представлены на рис. 3. Введение ПАВ в состав реагента существенно влияет на его реологические характеристики, повышает вязкость системы (табл. 4).

С целью оценки влияния состава на систему сбора и подготовки скважинной продукции выполнен ситовой анализ (сито 100 меш) реагента и нефти. При проведении экспериментов использована смесь с соотношением реагент : минерализованная вода 1:2,5 и нефть продуктивных пластов объектов испытаний. Системы, полученные при добавлении нефти в пропорциях 25:75, 50:50 и 75:25, показали отсутствие негативного влияния.

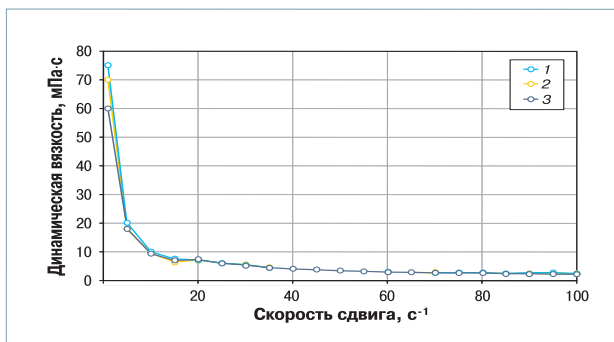


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости коллоидной суспензии от скорости сдвига при различной концентрации реагента при температуре 39 °С:

1, 2, 3 – соотношение осадкообразующего компонента и минерализованной воды серпуховского яруса № 2 (см. табл. 2) составляет соответственно 1:1, 1:2,5, 1:5

Таблица 4

Реагент	Динамическая вязкость реагента мПа·с, при смешивании в соотношении 1:1 с водой	
	пресной	минерализованной
Осадкообразующий компонент	3,5	7,4
Осадкообразующий компонент+ПАВ	76,6	162,3

Примечание. Скорость сдвига равна 40 с^{-1}

Для обеспечения возможности разрушения состава в качестве брейкеров рекомендована композиция на основе неорганических кислот (12 % соляной кислоты и 7 % азотной кислоты) в соотношении 1:1. Результаты экспериментов показали возможность полного растворения дисперсной фазы в течение 12 ч.

Фильтрационные параметры разработанного состава изучены на керновом материале пластов A_4 и B_1 , характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): проницаемость пласта A_4 составляет $0,5685\text{ мкм}^2$, пласта B_1 – $0,0063\text{ мкм}^2$, пористость – соответственно 0,222 и 0,123 д. ед. С целью удаления солей, следов присутствия нефти и других органических примесей образцы керна предварительно были экстрагированы в аппарате Сокслета, затем высушены в термошкафу при температуре 105 °С . Экстрагированные образцы с известными ФЕС насыщались пластовой водой. Шестикомпонентный состав пластовых вод представлен в табл. 5.

Таблица 5

Пласт	Содержание компонентов в пластовой воде, г/л						Плотность, г/см ³	Минерализация, г/л
	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+ $+\text{K}^+$	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}		
A_4	11,3	3,6	81,0	0,2	115,1	1,14	1,174	251,25
B_1	6,2	1,8	91,8	0,2	156,9	0,64	1,177	257,52

Для определения фильтрационных характеристик выполнены два эксперимента на единичных образцах керна с различными пористостью и проницаемостью при постоянной скорости фильтрации. Единичный образец

керна, насыщенный пластовой водой, помещался в резиновую манжету и устанавливался в кернодержатель. На манжету подавалось давление обжима, на выходе из кернодержателя с помощью регулируемого клапана устанавливалось противодействие. Нагревание каждого образца керна до пластовой температуры (пласт A_4 – 39 °С , пласт B_1 – 55 °С) осуществлялось с помощью электронагревателя хомутового типа, размещенного на кернодержателе. В качестве вытесняющей жидкости применялись воды серпуховского яруса.

В ходе экспериментов на первом этапе через единичный образец керна фильтровалась модель пластовой воды в количестве, превышающем 3 объема пор $V_{\text{пор}}$, до достижения стационарного режима фильтрации. На следующем этапе закачивалась коллоидная суспензия в количестве $0,5 V_{\text{пор}}$ при постоянном расходе, равном $0,1\text{ см}^3/\text{мин}$. После 30-мин выдержки образца керна вместе с закаченным составом в пластовых условиях прокачивалось дополнительно $0,5 V_{\text{пор}}$ состава, затем фильтровалась закачиваемая вода с расходом $0,1\text{ см}^3/\text{мин}$ до достижения стационарного режима фильтрации. По полученным данным рассчитывались значения факторов сопротивления R и остаточных факторов сопротивления $R_{\text{ост}}$ состава. В модели пласта проницаемостью $0,5685\text{ мкм}^2$ $R = 8,8$, проницаемостью $0,0063\text{ мкм}^2$ – $R = 9,8$, $R_{\text{ост}}$ – соответственно 3,4 и 14,5.

Результаты комплексного исследования показали, что разработанный состав обладает регулируемой динамической вязкостью, устойчив к механической деструкции, не образует осадков, не должен негативно влиять на систему сбора и подготовки нефти, способен создавать дополнительное фильтрационное сопротивление. Для определения эффективности разработанных технологий, суспензии и уточнения критериев ее использования запланировано проведение опытно-промышленных испытаний на месторождениях АО «Самаранефтегаз».

Выводы

1. На основе анализа применения технологий ВПП и проведенного комплекса лабораторных исследований для условий нефтяных залежей Самарской области на активах ПАО «НК «Роснефть» разработан состав на основе осадкообразующего реагента и ПАВ. Разработанная композиция обладает стойкостью к механической деструкции, а также не должна негативно влиять на систему сбора и подготовки нефти.

2. Эффективность кольматации разработанной композицией высокопроницаемых интервалов с перераспределением фильтрационных потоков в низкопроницаемые интервалы подтверждена данными фильтрационных экспериментов на естественных образцах керна.

3. Результаты выполненных лабораторных исследований показывают возможность применения разработанной композиции в нагнетательных скважинах, оборудованных ВСП, без извлечения глубиннонасосного оборудования.

Список литературы

- Ардалин А.А., Головачева Е.Г. Внутрискважинная перекачка пластовых вод с целью ППД в ОАО «Самаранефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2010. – № 4. – С. 8–11. – EON: NHRZCZ
- Амиров А., Ардалин А., Тимашев Э. Внутрискважинная перекачка пластовых вод // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 11. – С. 80–82.

3. Комплексный подход при составлении программы мероприятий по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин на примере месторождения ПАО «Оренбургнефть» / В.Н. Кожин, Е.В. Сергеева, В.Г. Черепанов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 4. – С. 8–12. – [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-4\(604\)-8-12](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-4(604)-8-12). – EDN: ZCDVVJ
4. Алмаев Р.Х., Сафонов Е.Н. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК, «Башнефть», 1997. – 245 с.
5. Технология применения волоконисто-дисперсной системы – новое перспективное средство повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ю.В. Баранов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 2–3. – С. 65–71.
6. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Геуюзов А.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений с применением полимер-дисперсных систем и других хиреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 2–3. – С. 29–34.
7. Газизов А.Ш., Муслимов Р.Х. Научно-технологические основы повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарстана. – Альметьевск, 1996. – С. 36–37.
8. Газизов А.Ш., Николаев В.И. Полимердисперсные композиции для повышения охвата пластов воздействием // В сб. Состояние и перспективы работ в области создания композиций ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов. – М., 1987. – С. 74–83.
9. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989. – 160 с.
10. Ковалева Г.А., Манырин В.Н., Швецов И.А. Применение коагулирующих составов для повышения коэффициента охвата // Материалы 4-й научно-производственной конференции «Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов» г. Самара, 15–17 июня 2000. – Самара, 2000. – С. 28–31.
11. О выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин / В.В. Кукин, И.А. Швецов, А.Н. Горбатова [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 1967. – Вып. 18. – С. 30–35.
12. Муслимов Р.Х., Газизов А.Ш. Научно-технологические основы повышения нефтеотдачи заводненных коллекторов // Материалы совещания «Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения» г. Бугульма, 27–28 мая 1996. – Казань, 1997. – С. 92–115.
13. Пат. 2066743 РФ. МКИ. Е 21 В 43/22. Состав для тампонирувания во-допроявляющих скважин / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева; заявитель и патентообладатель Институт химии нефти СО РАН. – № 93007659/03; заявл. 08.02.1993; опубл. 20.09.1996. – EDN: BPWLEY.
14. Пат. 2125647 РФ. МКИ. Е 21 В 43/22. Состав для добычи нефти и способ его приготовления / Г.Н. Позднышев, В.Н. Манырин [и др.]; заявитель и патентообладатель Г.Н. Позднышев. – № 97105229/03; заявл. 01.04.1997; опубл. 27.01.1999. – EDN QLCVAK
15. Пат. 2131513 РФ. МКИ. Е 21 В 43/32, 43/22. Состав для изоляции водопритока в нефтяных скважинах / С.В. Абатуров, Д.Ш. Рамазанов, Н.Р. Старкова, С.Ф. Чернавских; заявитель и патентообладатель ООО Нефтяная компания «Паритет». – № 97120434/03; заявл. 25.11.1997; опубл. 10.06.1999. – EDN ZUCFAJ
16. Пат. 2167281 РФ. МКИ. Е 21 В 43/22. Способ разработки неоднородного пласта / И.А. Швецов [и др.]; заявители и патентообладатели И.А. Швецов, В.Я. Кабо, В.А. Манырин, А.Н. Дросов, В.Н. Манырин, А.Г. Савельев. – № № 99116999/03; заявл. 04.08.1999; опубл. 20.05.2001. – EDN FOUSWW
17. Позднышев Г.Н. Новые эмульсионно-дисперсионные системы для добычи нефти на основе реагента РДН // Материалы 2-й научной конференции «Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов» г. Самара, 14–16 июня 1998. – Самара, 1998. – С. 19–22.
18. Редькин И.И. Лабораторные и промысловые исследования процесса коагуляции проводящих каналов порово-трещиноватых коллекторов. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1984. – С. 70–77.
19. Гелеобразующие композиции для выравнивания профиля приемистости и селективной изоляции водопритоков / А.В. Тарасюк, И.Н. Галанцев, В.Н. Суханов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 64–68.
20. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара: РОСИНГ, 2000. – 336 с.
21. Новые технологии увеличения охвата пласта заводнением / Р.Р. Ибатуллин, М.Р. Хисаметдинов, Ш.К. Гафаров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 46–49. – EDN: IAHQIF
22. Герштанский О.С. Интенсификация добычи нефти путем применения временно блокирующих составов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 9. – С. 96–98. – EDN: PBFYR
23. Применение химических реагентов АО «Химико-ГАНГ» для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти / А.Т. Горбунов, А.М. Петраков, Л.Х. Каюмов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 12. – С. 65–69. – EDN: VJRIHD

References

1. Ardalin A.A., Golovacheva E.G., *Intra-well formation fluid pumping for reservoir pressure maintenance at Samaraneftgas OGSC* (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", 2010, no. 4, pp. 8–11.
2. Amirov A., Ardalin A., Timashev E., *Downhole pumping of formation water* (In Russ.), Neftgazovaya vertikal', 2011, no. 11, pp. 80–82.
3. Kozhin V.N., Sergeeva E.V., Cherepanov V.G. et al., *An integrated approach to development of a program of measures for levelling the injectivity profile of injection wells on the example of PJSC "Orenburgneft" field* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2019, no. 4, pp. 8–12, DOI: [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-4\(604\)-8-12](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-4(604)-8-12)
4. Almaev R.Kh., Safonov E.N., *Metody izvlecheniya ostatochnoy nefti na mestorozhdeniyakh Bashkortostana* (Methods of extracting residual oil in Bashkortostan fields), Ufa: Publ. of Bashneft', 1997, 245 p.
5. Baranov Yu.V. et al., *The technology of using a fibrous-dispersed system is a new promising means of increasing oil recovery from heterogeneous formations with hard-to-recover oil reserves* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 1995, no. 2–3, pp. 65–71.
6. Gazizov A.Sh., Galaktionova L.A., Geuyuzov A.A., *Enhancement of oil recovery at a late stage of field development using polymer-dispersed systems and other chemical reagents* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 1995, no. 2–3, pp. 29–34.
7. Gazizov A.Sh., Muslimov R.Kh., *Nauchno-tekhnologicheskie osnovy povysheniya nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyakh Tatarstana* (Scientific and technological foundations for enhancing oil recovery at Tatarstan fields), Al'met'evsk, 1996, pp. 36–37.
8. Gazizov A.Sh., Nikolaev V.I., *Polimerdispersnyye kompozitsii dlya povysheniya okhvata plastov vozdeystviem* (Polymer-dispersed compositions for increasing the coverage of formations by impact), Collected papers "Sostoyanie i perspektivy rabot v oblasti sozdaniya kompozitsiy PAV dlya povysheniya nefteotdachi plastov" (Status and prospects of work in the field of creating surfactant compositions for enhancing oil recovery), Moscow, 1987, pp. 74–83.
9. Gorbunov A.T., Buchenkov L.N., *Shchelochnoe zavodnenie* (Alkaline flooding), Moscow: Nedra Publ., 1989, 160 p.
10. Kovaleva G.A., Manyrin V.N., Shvetsov I.A., *Primenenie kol'matiruyushchikh sostavov dlya povysheniya koeffitsienta okhvata* (Use of colmatation compounds to increase the coverage coefficient), Proceedings of 4th scientific and production conference "Sostoyanie i perspektivy rabot po povysheniyu nefteotdachi plastov" (Status and prospects of work on enhanced oil recovery), Samara, 15–17 June 2000, Samara, 2000, pp. 28–31.
11. Kukin V.V., Shvetsov I.A., Gorbatova A.N. et al., *On alignment of the injection well intake profile* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 1967, V. 18, pp. 30–35.
12. Muslimov R.Kh., Gazizov A.Sh., *Nauchno-tekhnologicheskie osnovy povysheniya nefteotdachi zavodnennykh kolektorov* (Scientific and technological foundations for enhancing oil recovery from flooded reservoirs), Proceedings of meeting "Kontseptsiya razvitiya metodov uvelicheniya nefteizvlecheniya" (Concept of development of methods for increasing oil recovery), Bugul'ma, 27–28 May 1996, Kazan, 1997, pp. 92–115.
13. Patent RU 2066743 C1, *Compound for stimulation of oil recovery from formation*, Inventors: Altunina L.K., Kuvshinov V.A. et al.
14. Patent RU 2125647 C1, *Compound for oil recovery and method of making compound*, Inventors: Pozdnyshv G.N., Manyrin V.N. et al.
15. Patent RU 2131513 C1, *Composition for shut-off of water inflow in oil wells*, Inventors: Abaturov S.V., Ramazanov D.Sh. et al.
16. Patent RU 2167281 C1, *Method of nonuniform formation development*, Inventors: Shvetsov I.A., Manyrin V.A. et al.
17. Pozdnyshv G.N., *Novyye emul'sionno-dispersionnyye sistemy dlya dobychi nefti na osnove reagenta RDN* (New emulsion-dispersion systems for oil production based on RDN reagent), Proceedings of 2nd scientific conference "Sostoyanie i perspektivy rabot po povysheniyu nefteotdachi plastov" (Status and prospects of work on enhanced oil recovery), Samara, 14–16 June 1998, Samara, 1998, pp. 19–22.
18. Red'kin I.I., *Laboratornyye i promyslovyye issledovaniya protsessov kol'matatsii provodyashchikh kanalov porovo-treshchinovatykh kolektorov* (Laboratory and field studies of the process of colmatation of conducting channels of porous-fractured reservoirs), Kuybyshev: Publ. of Giprovostokneft', 1984, pp. 70–77.
19. Tarasyuk A.V., Galantsev I.N., Sukhanov V.N. et al., *Gelling compositions for leveling the intake profile and selective isolation of water inflows* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 1994, no. 2, pp. 64–68.
20. Shvetsov I.A., Manyrin V.N., *Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi pri zavodnenii* (Physical and chemical methods of enhanced oil recovery for water flooding), Samara: Rosing Publ., 2000, 336 p.
21. Ibatullin R.R., Khisametdinov M.R., Gaffarov Sh.K. et al., *New technologies of increase in layers sweep by water flooding* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, no. 7, pp. 46–49.
22. Gershtanskiy O.S., *Intensification of an oil recovery by application of temporarily blocking structures* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2004, no. 9, pp. 96–98.
23. Gorbunov A.T., Petrakov A.M., Kayumov L.Kh. et al., *Application of chemical reagents of Himeko-GANG JSC to enhance oil recovery and intensify oil production* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 1997, no. 12, pp. 65–69.