

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.120-133>

EDN ULJXEC

УДК 622.276.63

## Применение химических методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП)

*Долгих С.А., Гайсина Д.И.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

## Evaluation of the technological effectiveness of chemical stimulation methods applied to the bottomhole zone (BHZ)

*S.A. Dolgih, D.I. Gajsina*

*Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia*

**E-mail: [dolgih\\_s\\_a@mail.ru](mailto:dolgih_s_a@mail.ru)**

**Аннотация.** В работе рассматривается оценка технологической эффективности от применения химических методов воздействия на ПЗП.

Регулирование процессов добычи углеводородов включает в себя различные методы увеличения нефтеотдачи, в число которых входит применение методов воздействия на призабойную зону пласта. ПЗП – это область пласта вокруг ствола скважины, которая подвергнута различным наиболее интенсивным воздействиям во время проведения мероприятий, связанных с извлечением нефти и газов из пласта. Нередко во время эксплуатации скважины, вследствие несовершенства способов вскрытия продуктивных пластов, ухудшается естественная проницаемость пород призабойной зоны, снижается продуктивность и т.д.

Химическое воздействие на ПЗП включает в себя различные обработки призабойной зоны (ОПЗ), направленных на увеличение проницаемости ПЗП за счет очищения поровых каналов от смол, асфальтенов, глин, солей и других материалов, которые в них оседают.

**Ключевые слова:** *призабойная зона пласта, обработка призабойной зоны, соляно-нокислотная обработка, глинокислотная обработка*

**Для цитирования:** Долгих С.А., Гайсина Д.И. Применение химических методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП)/Нефтяная провинция.-2022.-№2(30).-С.120-133. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.120-133>. - EDN ULJXEC

**Abstract.** The paper discusses the evaluation of the technological effectiveness of chemical stimulation methods applied to the bottomhole zone.

The regulation of hydrocarbon production processes includes a variety of enhanced oil recovery methods, which include the application of bottomhole stimulation techniques. The BHZ is the area of the reservoir around the wellbore that is subjected to the most intense stimulation during oil and gas recovery operations. Often during the operation of a well, due to inadequate techniques of penetration of productive formations, natural permeability of rocks in the bottomhole zone deteriorates, productivity decreases, etc.

Chemical treatment of the bottom-hole zone (BHZ) includes various bottom-hole zone treatments to increase BHZ permeability by cleaning pore channels from resins, asphaltenes, clays, salts and other materials deposited in them.

**Key words:** *bottom-hole zone, bottom-hole zone treatment, hydrochloric acid treatment, clay acid treatment*

**For citation:** S.A. Dolgih, D.I. Gajsina Primenenie himicheskikh metodov vozdejstviya na prizabojnuju zonu plasta (PZP) [Evaluation of the technological effectiveness of chemical stimulation methods applied to the bottomhole zone (BHZ)]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(30), 2022. pp. 120-133. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.120-133>. EDN ULJXEC (in Russian)

## Введение

Состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) в первую очередь влияет на эффективность разработки месторождения, так как именно призабойная зона больше всего подвергается физико-химическим воздействиям во время вскрытия и эксплуатации пласта.

В результате первичного и вторичного вскрытия пластов происходит загрязнение ПЗП такими различными технологическими жидкостями, как буровой раствор, цементный раствор и промывочная жидкость.

Проницаемость ПЗП очень сильно ухудшают отложения различных нефтяных компонентов в твердом агрегатном состоянии таких, как асфальтосмолистопарафинистые отложения (АСПО) [1]. Они образуются из-за нарушения гидродинамического равновесия газожидкостной системы, снижения пластовой температуры и температуры в стволе, выделение газа, а также по причине того, что скорость движения газожидкостной смеси (ГЖС) меняется [2].

Во время закачки воды в пласты с целью поддержания пластового давления (ППД) возникают риски отложения минеральных солей [3].

При взаимодействии глинистых пород с водой бурового раствора (БР) при высокой влажности, больших объемах частиц и высоких значений давления глинистые структуры разрушаются и распадаются, это явление называется набуханием глин [4]. Оно приводит к тому, что происходят обвалы и осыпи разбуриваемых горизонтов и уменьшается проницаемость и приемистость ПЗП [5]. Основные реагенты, которые используются при проведении кислотного воздействия: соляная кислота (HCL), глинокислота, сульфаминовая кислота, серная; различные растворители (гексановая фракция, толуол, бензол, ШФЛУ, ацетон, метиловый спирт, этиленгликоль; различные ПАВ ОП-10, превоцел N-G-12, неонол АФ9-12, карпатол, сульфанол. В качестве ингибиторов солеотложения используют соединения, включающие этиленгликоль и сульфосоединения [6].

Для того чтобы повлиять на коррозионные свойства, снизить поверхностное (межфазное) натяжение, удалить некоторые примеси и поддерживать нужные вещества в растворенном состоянии, на практике часто используют добавки в качестве различных ингибиторов, интенсификаторов и стабилизаторов [7].

Ингибитор – это вещество, которое уменьшает интенсивность коррозионных свойств кислот, влияющих на НКТ и оборудование, предназначенное для того, чтобы хранить, перевозить и перекачивать соляную кислоту [8]. Концентрация ингибитора зависит от видов и исходной концентрации кислоты и варьируется от 0,05-1% [6].

Интенсификаторы – это ПАВы, необходимые для того, чтобы эффективно уменьшать поверхностное натяжение, которое образуется на границе раздела фаз между нефтью и кислотой. Действие интенсификаторов повышает скорость очистки ПЗП от продуктов реакции, поэтому при добавлении поверхностно-активных веществ повышается и эффективность от воздействия кислот [6].

Стабилизаторы – это вещества, которые используют в качестве добавки в том случае, если необходимо удержать примеси, которые образуются при взаимодействии соляной кислоты с железистыми соединениями, цементом, песчаниками, в растворенном виде, не допуская образования осадков, а также в случае необходимости – удаления из растворов вредные примеси серной кислоты, в качестве стабилизаторы выступает хлорид бария, который при взаимодействии с серной кислотой, образует сульфат бария и соляную кислоту. После реакции кислотный раствор отстаивается, а осадок  $BaSO_4$  удаляется [6]. Другими примерами стабилизаторов могут служить: уксусная кислота, значительно замедляющая скорость реакции породы с кислотой. С целью предотвращения образования гелей кремниевой кислоты используют фтористо-водородную кислоту, которая полностью растворяет кремний. Кремнефтористоводородная кислота остается в растворенном соединении и не образует осадка. Добавка плавиковой кислоты изменяется от 1 до 2% от объема кислотного раствора [6].

### **Теоретические предпосылки**

Для обработки карбонатных коллекторов ПЗП применяют раствор соляной кислоты концентрацией 8-15%.

Применение кислотных обработок в терригенных коллекторах имеет ряд условий, так как не все минералы, входящие в состав горной породы совместимы с составами кислотных обработок, иначе обработка ПЗП не только не принесет пользы, но может еще сильнее ухудшить фильтрационные свойства пород. Один из методов ОПЗ скважин на терригенных коллекторах, является глинокислотная обработка.

При глинокислотной обработке ПЗП происходит воздействие на терригенный коллектор смесью соляной кислоты с плавиковой (обычно в соотношении 3:1). Входящая в состав плавиковая кислота с концентрацией 2-5% растворяет силикатные минералы, которые находятся в минераль-

ном составе породы. При обработке терригенных коллекторов в ПЗП сначала рекомендуют закачивать порцию HCl с концентрацией 10-15%, для растворения карбонатного материала, а затем уже закачивается глино-кислотный раствор (ГКР). Такая последовательность порционной закачки кислот минимизирует риск взаимодействия карбоната с плавиковой кислотой с образованием коагулирующих осадков фторида кальция.

Технология ОПЗ композициями СНПХ-9021 и СНПХ-9030 применяется в нагнетательных и добывающих скважинах, которые эксплуатируют низкопроницаемые терригенные пласты, а также в скважинах с высокой проницаемостью пластов, которые снизили свою производительность в процессе эксплуатации [9].

Технология комплексного химико-депресссионного воздействия (КХДВ) [10] заключается в том, что происходит чередование циклов химического воздействия и депрессионного воздействия. Химические циклы состоят из того, что воздействуют различными химическими реагентами, например, кислоты, растворители и композиции СНПХ-9021 или СНПХ-9030, которые являются многофункциональными реагентами. Состав и концентрация реагента выбирается исходя из геолого-физических характеристик скважин. Химические реагенты очищают поровое пространство от АСПО, пленочных нефтей, снижают межфазное натяжение [11].

Во время циклов депрессионного воздействия выносятся отработанные продукты химических реакций, частицы разрушенной породы и загрязнители. Благодаря этому создаются условия для следующего химического цикла [10].

Анализ эффективности обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) Западно-Сургутского месторождения ПАО «Сургутнефтегаз» проведен на скважинах в период их эксплуатации [12].

Рассмотрим и проанализируем воздействие на ПЗП в добывающих

скважинах на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>10</sub>, данные представлены в табл.1.

Таблица 1

**Результаты эффективности применения ОПЗ на добывающих скважинах  
Западно-Сургутского месторождения на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>10</sub>**

Вид воздействия	Кол-во операций, шт	Объем закачки, м <sup>3</sup>	Доп. добыча, т/сут	Средние удельные показатели эксплуатации скважин					
				До воздействия			После воздействия		
				Дебит нефти, т/сут	b, %	K <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /сут* МПа	Дебит нефти, т/сут	b, %	K <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /сут* МПа
СКО	16	8,2	14843,1	12,5	51,8	2,7	14,5	54,4	4,9
ОПЗ химическим составом СНПХ-9021	51	17,9	51406,6	7,8	50,0	1,5	12,5	47,3	3,2
СКО+ПАВ	56	7,1	74362,1	3,5	63,1	1,0	6,6	58,4	2,6
ГКО	59	6,8	55611,1	4,9	64,5	1,8	9,5	63,9	3,9
КХДВ	5	16,5	6623,5	2,8	44,6	1,2	6,2	40,4	2,1

На объекте БС<sub>10+11</sub> по пласту БС<sub>10</sub> за анализируемый период на добывающих скважинах было проведено 232 скважинных операций по воздействию на ПЗП, дополнительная добыча нефти составила 339,4 тыс. т, а удельная эффективность и средняя продолжительность эффекта 1310,8 т/скв.опер. и 44 сут. соответственно.

Для обработки призабойной зоны использовали в основном такие технологии как, солянокислотные обработки (СКО), глинокислотные обработки (ГКО), депрессионное воздействие, обработка растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), а также щелочно-кислотные обработки. Так же проводились объемные кислотные обработки и обработки композицией СНПХ-9021, в состав этой композиции входили соляная, плавиковая кислоты, ацетон и ПАВ со средним объемом закачки 17 м<sup>3</sup>.

Средняя кратность изменения дебита нефти после воздействий составила 1,9 раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 23,9 (5,0) до 37,9 (9,7) т/сут при снижении обводнённости скважин с 79,1 до 74,4 %.

Свою эффективность показали не простые солянокислотные обработки ПЗП, а СКО, в состав которых добавлены ПАВ и глинокислотные обработки ПЗП.

На объекте БС<sub>10+11</sub> на добывающих скважинах при применении СКО совместно с ПАВ дополнительная добыча нефти составила 74362,1 т/сут., дебит нефти увеличился с 3,5 до 6,6 т/сут., коэффициент продуктивности увеличился в 2,6 раз, обводненность снизилась с 61,1% до 58,4%. При применении ГКО дополнительная добыча нефти составила 55611,1 т/сут., дебит нефти увеличился с 4,9 до 9,5 т/сут., коэффициент продуктивности увеличился с 1,8 до 3,9 м<sup>3</sup>/сут\*МПа, обводненность снизилась с 64,5% до 63,9%.

Результаты эффективности ОПЗ на объекте БС<sub>10+11</sub> на пласте БС<sub>11</sub> в добывающих скважинах представлены в табл.2.

Таблица 2

**Результаты эффективности применения ОПЗ на добывающих скважинах Западно-Сургутского месторождения на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>11</sub>**

Вид воздействия	Кол-во операций, шт.	Объем закачки, м <sup>3</sup>	Доп. добыча, т/сут	Средние удельные показатели эксплуатации скважин					
				До воздействия			После воздействия		
				Дебит нефти, т/сут	в, %	К <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /сут *Мпа	Дебит нефти, т/сут	в, %	К <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /сут *Мпа
ГКО+ПАВ	25	18,6	26410,1	3,7	47,3	2,4	7,2	54	3,8
Кислотные ОПЗ	17	7,2	4251,7	2,4	40,3	1,2	3,8	43	2,5
Объемные кислотные ОПЗ	12	9	1276,8	2,5	26,3	1,1	4,5	27,4	2,2
Комбинированные кислотные ОПЗ	3	12	900	7,5	20,8	3,9	12,7	19,9	6,1
Щелочно-кислотные ОПЗ	1	23	23	3,3	14	0,6	3,3	15	0,6

В добывающих скважинах объекта БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>11</sub> провели 48 скважинных операций по воздействию на призабойную зону. При



этом дополнительная добыча составила 32 861,6 тыс. тонн нефти, а средняя эффективность примерно 201,2 т/скв.опер.

Основной объем воздействий пришелся на ГКО с добавлением ПАВ, объем закачки составил в среднем 18,6 кубических метров, а количество скважинных операций – 25. Именно обработка ГКО совместно с ПАВ в большей степени увеличили дебит скважин, которые составили на объекте БС-11 26 410,1 т/сут.

Рассмотрим и проанализируем воздействие на ПЗП в нагнетательных скважинах на объекте БС<sub>10+11</sub> на пласте БС<sub>10</sub> табл.3.

Таблица 3

**Результаты эффективности применения ОПЗ в нагнетательных скважинах Западно-Сургутского месторождения на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>10</sub>**

Вид воздействия	Кол-во операций, шт.	Объем закачки, м <sup>3</sup>	Показатели эффективности			
			Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут		Средняя кратность увеличения приемистости	Доп. добыча нефти, т
			до воздействия	после воздействия		
ГКО	143	6,8	59	83	1,41	63620,7
СКО	47	6,6	80	95	1,19	24938,2
Объемные кислотные ОПЗ	8	21,8	60	74,1	1,23	219,2
Кислотные обработки + ПАВ с композицией СНПХ -9030	43	15,6	56	76	1,36	27808,1
Щелочно-кислотные ОПЗ	12	19,5	31	42	1,35	573,6
Комплексные кислотные ОПЗ	10	12	13,4	48	3,58	1607

В нагнетательных скважинах объекта БС<sub>10+11</sub> было произведено 263 скважинных операций, а дополнительная добыча составила 118 766,8 т нефти, при средней удельной эффективности 446,5 т/скв.опер.

Наибольший объем воздействий на ПЗП составили: ГКО при прове-



дении 143 скважинных операций, СКО при проведении 47 скважинных операций и кислотные обработки с добавлением ПАВ и композиции СНПХ при проведении 43 скважинных операций.

Самой эффективной оказалась ГКО при объеме закачки  $6,8 \text{ м}^3$ , так как дополнительная добыча составила 63620,7 т, а средняя приемистость скважины изменилась с 59 до  $83 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Кислотные обработки с добавлением ПАВ и композиции СНПХ при небольшом количестве скважинных операций доказали свою эффективность, дополнительная добыча составила 27808,1 т нефти, а средняя кратность увеличения приемистости составила 1,36. Так же хорошую дополнительную добычу показало проведение СКО, она составила 24938,2 т нефти, а средняя приемистость возросла с 80 до  $95 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Рассмотрим и проанализируем воздействие на ПЗП в нагнетательных скважинах на объекте на пласте БС<sub>11</sub>, данные представлены в табл.4

Таблица 4

**Результаты эффективности применения ОПЗ в нагнетательных скважинах Западно-Сургутского месторождения на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>11</sub>**

Вид воздействия	Кол-во операций, шт.	Объем закачки, $\text{м}^3$	Показатели эффективности			
			Средняя приемистость, $\text{м}^3/\text{сут}$		Средняя кратность увеличения приемистости	Доп. добыча нефти, т
			до воздействия	после воздействия		
Объемные кислотные ОПЗ	6	19,3	24	33	1,78	565,2
ГКО	39	10	18	47	2,61	5093,4
СКО	8	13	19	40	2,11	1968,8
Кислотные обработки + ПАВ с композицией СНПХ -9030	9	15,3	30	32	1,07	4328,1

В нагнетательных скважинах на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>11</sub> всего проведено 66 скважинных операций, а дополнительная добыча состави-

ла 12 246,3 тыс. тонн нефти, средняя кратность увеличения приемистости скважин варьируется от 1,07 до 2,61.

Самыми эффективными обработками ПЗП оказались: ГКО, при 39 скважинных операций средняя кратность и дополнительная добыча составили 2,61, а по объекту БС-11 5093,4 тыс. тонн соответственно. На втором месте по эффективности стали кислотные обработки с добавлением ПАВ и композиции СНПХ, которые на 9 скважинных операций увеличили приемистость в 1,07 раз, а дополнительная добыча составила 4328,1 тыс. тонн, что достаточно много, учитывая небольшое количество скважинных операций. На третьем месте по эффективности оказались обычные СКО, увеличив приемистость скважины в 2,11 раз, а дополнительную добычу на 1968,8 тыс. тонн нефти.

### **Выводы.**

В данной работе был выполнен обзор технологий и химических реагентов в области химических методов ОПЗ пластов. На объектах Западно-Сургутского месторождения, были выделены основные методы обработки призабойной зоны скважин, которые применяются на месторождении.

Основными методами воздействия на ПЗП на Западно-Сургутском месторождении являются следующие виды ОПЗ:

- обычная СКО, применяемая в карбонатных коллекторах;
- ОПЗ композициями СНПХ-9021 и СНПХ-9030 или добавление этих композиций в химические составы, используемые для ОПЗ;
- СКО с добавлением ПАВ;
- комплексное химико-депресссионное воздействие;
- ГКО.

Из них на добывающих скважинах:

- на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>10</sub> свою эффективность показали ГКО и СКО с применением ПАВ, было проведено 232 скважинных опера-

ций по воздействию на ПЗП, дополнительная добыча нефти составила 339,4 тыс.т, а удельная эффективность 1310,8 т/скв.опер;

- на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>11</sub> провели 48 скважинных операций по воздействию на призабойную зону. Основным объемом воздействий пришелся на ГКО с добавлением ПАВ. При это дополнительная добыча составила 32 861,6 тыс. тонн нефти, а средняя эффективность примерно 201,2 т/скв.опер.

Из них на нагнетательных скважинах:

- на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>10</sub> было произведено 263 скважинных операций, а дополнительная добыча составила 118 766,8 т нефти, при средней удельной эффективности 446,5 т/скв.опер. Самой эффективной оказалась ГКО при объеме закачки 6,8 м<sup>3</sup>, так как дополнительная добыча составила 63620,7 т, а средняя приемистость скважины изменилась с 59 до 83 м<sup>3</sup>/сут;
- на объекте БС<sub>10+11</sub> пласта БС<sub>11</sub> всего проведено 66 скважинных операций, а дополнительная добыча составила 12 246,3 тыс. тонн нефти, средняя кратность увеличения приемистости скважин варьируется от 1,07 до 2,61. Самыми эффективными обработками ПЗП оказались: ГКО, кислотные обработки с добавлением ПАВ и композиции СНПХ, и обычные СКО.

На основе анализа мероприятий по воздействию на ПЗП, с учетом растущей обводненности продукции, при проведении обработок призабойной зоны для увеличения дополнительной добычи и приемистости скважин следует применять следующее: в растворы кислотных составов необходимо добавлять ПАВ и композицию СНПХ. Это позволит уменьшить коллоидные остатки железа в ПЗП, которые попадают туда с фильтратом жидкости глушения, а также кремнистые соли переводить в соединения, способные растворяться в воде. Добавление ПАВ позволяет диспергиро-

вать глинистые агрегаты цемента, растворять АСПО, а также создавать нефтекислотные эмульсии, обладающие пониженной вязкостью и стойкостью

### Список литературы

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафинистых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. 192 с.
2. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах. – М.: Недра, 1965. 340 с.
3. Гиматутдинов Ш.К. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними. – Грозный: Учеб. пособие для вузов, 1985. 87 с.
4. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. - СПб.: Профессионал, 2007. 416 с.
5. Гафаров Ш.А. Физические процессы в добыче нефти. Основы реологии нефти. – Уфа : Уфим. гос. нефт. техн. ун-т, 2000. 75 с.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
7. Шаров В.Н., Гусев В.И. Оператор по химической обработки скважин: Учебник. – М.: Недра, 1983. 142 с.
8. Толстых Л.И. Физико-химические основы применения химических реагентов в нефтегазодобыче для защиты от коррозии, АСПО и солевых отложений. – М.: ГАНГ, 1996. 46 с.
9. Каталог АО «НИИнефтепромхим». Технология повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. – Казань: «НИИнефтепромхим». 15 с.
10. Куат Н.К., Досказиева Г.Ш. Использование комплексного химико-депрессиионого воздействия (КХДВ) на пласты с низкопроницаемыми терригенными коллекторами // Евразийский Союз Ученых. 2019. №1(58). С. 37-40.
11. Нвизуг-Би Л. К. Обзор современных представлений и анализ эффективности механизма вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2018. №2. С. 94-111.
12. Байкова Е.Н., Гусев С.В. Справочник химических методов увеличения нефтеотдачи. – Сургут: рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2012 г.

### References

1. Tronov V.P. *Mekhanizm obrazovaniay smolo-parafinistuh otlozhenii i borba s nimi*. [Mechanism and control of tar and paraffin deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1970. (in Russian)
2. Lushin S.V., Repin N.N. *O vlijanii skorosti potoka na intensivnost' otlozhenija parafinov v trubah* [On the effect of flow velocity on the intensity of paraffin deposition in pipes]. Moscow, Nedra Publ., 1965. (in Russian)
3. Gimautdinov Sh.K. *Soleotlozheniy pri razrabotke nefitnyh mestorozhdenii, prognozirovaniye i borba s nimi* [Salt deposits in oil field development, forecasting and control of them]. Grozny. 1985. (in Russian)

4. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Sharafutdinova R.F. *Burovye tamponazhnye rastvory* [Drilling and plugging muds]. Saint Petersburg. 2007. (in Russian)
5. Gafarov Sh.A. *Fizicheskie processy v dobyche nefiti. Osnovy reologii* [Physical processes in oil production. Fundamentals of oil rheology]. Ufa. 2000. (in Russian)
6. Mishcenko I.T. *Skvazhinnay dobycha nefiti* [Wellbore oil production]. Moscow. 2003. (in Russian)
7. Sharov V.N., Gusev V.I. *Operator po himicheskoi obrabotki skvazhin* [Chemical Well Treatment Operator]. Moscow, Nedra Publ., 1983. (in Russian)
8. Tolstykh L.I. *Fiziko- himicheskie osnovy primeneniya reagentov v neftegazodobyche dly zashchity ot korrozii* [Physico-chemical basis for the use of chemical reagents in oil and gas production for corrosion protection]. Moscow. 1996. (in Russian)
9. Catalog AO«Neftepromhim». *Tehnologiy povysheniya nefteotdachi plastov I intensifikatsii nefiti* [Technology for enhanced oil recovery and oil production stimulation]. Kazan. (in Russian)
10. Kuat N.K., Doskazieva G.Sh. *Ispolzovanie KHDV na plasty s nizkopronicaemymi ter-rigennymi kollektorami* [Use of complex chemical depressive treatment (CCDT) on reservoirs with low-permeability terrigenous reservoirs]. // Eurasian Union of Scientists. 2019. №1(58). С. 37-40. (in Russian)
11. Nvizung-Bi L.K. *Obzor sovremennykh predstavlnij i analiz effektivnosti mehanizma vytesneniya nefiti iz poristoj sredy s primeneniem PAV* [Review of current concepts and analysis of efficiency of oil displacement mechanism from a porous medium using surfactants]. // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). 2018. №2. С. 94-111. (in Russian)
12. Bajkova E.N., Gusev S.V. *Spravochnik himicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi* [Handbook of chemical methods of oil recovery enhancement]. Surgut, advertising and publishing information centre "Neft Priobya" OJSC "Surgutneftegas", 2012. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Долгих Сергей Александрович*, кандидат технических наук, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18  
E-mail: [dolgh\\_s\\_a@mail.ru](mailto:dolgh_s_a@mail.ru)

*Гайсина Дарина Ильдаровна*, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18  
E-mail: [darika31@mail.ru](mailto:darika31@mail.ru)

### **Authors**

*S.A. Dolgih*, PhD, Associate Professor, Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technology  
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation  
E-mail: [dolgh\\_s\\_a@mail.ru](mailto:dolgh_s_a@mail.ru)

*D.I. Gajsina*, Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technology  
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation  
E-mail: [darika31@mail.ru](mailto:darika31@mail.ru)

*Статья поступила в редакцию 24.12.2021  
Принята к публикации 18.06.2022  
Опубликована 30.06.2022*