Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 119–127. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 119–127. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.322

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-119-127

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ

Гани Гайсинович Гилаев¹, Марат Яхиевич Хабибуллин²,
Артем Ганиевич Гилаев³, Арсен Маратович Хабибуллин²

¹Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

³ООО «Башнефть-Добыча», Октябрьский, Россия

Автор, ответственный за переписку

Марат Яхиевич Хабибуллин, m-hab@mail.ru

Аннотация. На сегодня применяется большое количество методов борьбы с поступлением песка вместе с пластовой жидкостью, которые необходимо разделять на следующие группы: усовершенствование условий эксплуатации скважин, при которых происходит подъем песка вместе с жидкостью из скважины; создание технологий и оборудования, которые позволяют задерживать песок в затрубном пространстве. Методы, которые применяются согласно первой группе, стараются применять редко в связи с тем, что возникают условия для гидроабразивного износа всего оборудования, контактирующего с песком, нарушения структуры пласта в призабойной зоне пласта, отложения песка в наземном оборудовании и в зумпфе скважины при остановке работы скважин. Наиболее перспективным методом борьбы с этими проявлениями являются технологии и оборудования, применяемые согласно второй группе: закачка в затрубное пространство призабойной зоны скважины смесей цементных, пеноцементных и цементно-песчаных; применение на забое фильтров; нагнетание в призабойную зону скважин песка с крупной фракцией зерен и гравия; закачка в затрубное пространство призабойной зоны скважины синтетических смол; комбинированные способы, включающие вышеперечисленные. Для предотвращения поступления песка из пласта и удержания гравия на забое скважины при создании гравийных набивок применяют щелевые, проволочные, кольцевые, титановые, металлокерамические и другие фильтры. Эти фильтры, установленные в интервале перфорации обсадной колонны без образования гравийной наружной кольцевой набивки, очень часто забиваются пластовым песком, что приводит к снижению продуктивности скважин. Если для задержания песка используются щелевые фильтры, то эффективность их применения зависит от соответствия размера щелей гранулометрическому составу выносимого песка. Однако трудность нарезания щелей толщиной 0,5 мм и менее, подверженность металла фильтра коррозии и эрозии, а также закупорка щелей песком снижают эффективность их применения. Проволочные фильтры меньше подвержены коррозии и эрозии (за счет использования проволоки из нержавеющей стали), обладают более высокой пропускной способностью по сравнению с щелевыми, минимальная толщина щелей между витками проволоки может быть доведена до сотых долей миллиметра.

Ключевые слова

противопесочный фильтр;
пескопроявление; кольцевая
набивка; щелевой фильтр;
фильтр с гравийной набивкой;
кольцевой фильтр;
титановый фильтр;
металлокерамический фильтр

Наиболее эффективными средствами предотвращения разрушения пласта являются титановые фильтры и гравийные набивки. Однако отмеченные недостатки сдерживают широкое их применение на промыслах страны. Также нет надежных средств предотвращения поступления песка в скважину из пласта с высокими значениями пластовой температуры, вязкости нефти, обводненности продукции.

Для цитирования

Гилаев Г.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев А.Г., Хабибуллин А.М. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 119–127. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-119-127>.

Original article

METHODS FOR SAND CONTROL IN PRODUCTION WELLS

Gani G. Gilaev¹, Marat Ya. Khabibullin², Artem G. Gilaev³, Arsen M. Khabibullin²

¹Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

²Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Ufa, Russian Federation

³Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrsky, Russia

Corresponding author

Marat Ya. Khabibullin, m-hab@mail.ru

Abstract. Today, a large number of methods are used to control the influx of sand along with the formation fluid, which must be divided into the following groups: improvement of well operating conditions, in which sand is lifted together with fluid from the well; creation of technologies and equipment for retaining sand in the annulus. The methods that are used according to the first group are rarely used due to the fact that conditions arise for hydroabrasive wear of all equipment in contact with sand, disruption of the formation structure in the near-wellbore zone of the formation, sand deposition in the surface equipment and in the well sump when the wells are shut down. The most promising method of combating these manifestations are technologies and equipment used in accordance with the second group: injection of cement, foam-cement and cement-sand mixtures into the annulus of the bottomhole zone of the well; downhole application of screens; injection of sand with a coarse fraction of grains and gravel into the bottomhole zone of wells; injection of synthetic resins into the annulus of the bottomhole zone of the well; combined methods, including the above mentioned. To prevent the flow of sand from the reservoir and retain gravel at the bottom of the well, when creating gravel packs, slot, wire, ring, titanium, cermet and other screens are used. These screens, installed in the casing perforation interval without the formation of gravel outer annular packing, are very often clogged with formation sand, which leads to a decrease in well productivity. If slot screens are used to retain sand, then the efficiency of their application depends on the correspondence of the slot size to the granulometric composition of the sand being removed. However, the difficulty of cutting slits with a thickness of 0.5 mm or less, the susceptibility of the screen metal to corrosion and erosion, as well as the clogging of the slits with sand, reduce the effectiveness of their application. Wire screens are less susceptible to corrosion and erosion (due to the use of stainless steel wire), they have a higher throughput compared to slotted ones, the minimum thickness of the slots between the wire turns can be brought to hundredths of a millimeter.

Titanium screens and gravel packs are the most effective means of preventing formation collapse. However, the noted shortcomings restrain their widespread use in the industries of the country. There are also no reliable means of preventing the flow of sand into the well from the formation with high values of the formation temperature, oil viscosity, water cut.

Keywords

sand-control screen, sand control, ring-type packing, slotted screen, pre-pack screen, annular screen, titanium screen, cermet screen

For citation

Gilaev G.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev A.G. Khabibullin A.M. Metody bor'by s peskoproyavleniyami v ekspluatatsionnykh skvazhinakh [Methods for Sand Control in Production Wells]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 119–127. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-119-127>.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин, вскрывающих пласты слабосцементированного песчаника, наблюдаются осложнения, связанные с разрушением прискважинной части пласта. В последнее время в связи с развитием и внедрением термических методов повышения нефтеотдачи пластов проблема борьбы с пескопроявлениями в скважинах стала особо актуальна. В результате выноса песка из пласта значительно снижается эффективность применения термических методов [1]. Так, например, из-за интенсивного разрушения прискважинной части пласта и образования песчаных пробок в нагнетательных и эксплуатационных скважинах паротепловое воздействие на нефтяные пласты Малгобек-Вознесенского месторождения признано неэффективным [2].

На сегодня применяется большое количество методов борьбы с поступлением песка вместе с пластовой жидкостью, которые необходимо разделять на следующие группы:

- усовершенствование условий эксплуатации скважин, при которых происходит подъем песка вместе с жидкостью из скважины;

- создание технологий и оборудования, которые позволяют задерживать песок в затрубном пространстве.

Методы, которые применяются согласно первой группе, стараются применять редко в связи с тем, что возникают условия для гидроабразивного износа всего оборудования, контактирующего с песком, нарушения структуры пласта в призабойной зоне пласта, отложения песка в наземном оборудовании и в зумпфе скважины при остановке работы скважин. Наиболее перспективным методом борьбы с этими проявлениями являются технологии и оборудование, применяемые согласно второй группе:

- закачка в затрубное пространство призабойной зоны скважины смесей цементных, пеноцементных и цементно-песчаных;

- применение на забое фильтров;

- нагнетание в призабойную зону скважин песка с крупной фракцией зерен и гравия;

- закачка в затрубное пространство призабойной зоны скважины синтетических смол;

- комбинированные способы, включающие вышеперечисленные.

Для предотвращения поступления песка из пласта и удержания гравия на забое скважины при создании гравийных набивок применяют щелевые, проволочные, кольцевые, титановые, металлокерамические и другие фильтры [3–5]. Эти фильтры, установленные в интервале перфорации обсадной колонны без образования гравийной наружной кольцевой набивки (а именно таким образом в большинстве скважин устанавливаются фильтры на месторождениях России), очень часто забиваются пластовым песком, что приводит к снижению продуктивности скважин [6]. Если для задержания песка используются щелевые фильтры, то эффективность их применения зависит от соответствия размера щелей гранулометрическому составу выносимого песка [7]. Однако даже при тщательном подборе фильтра наблюдается снижение продуктивности скважин из-за его кольматации [8]. Щелевые фильтры имеют невысокую стоимость. Однако трудность нарезания щелей толщиной 0,5 мм и менее, подверженность металла фильтра коррозии и эрозии, а также закупорка щелей песком снижают эффективность их применения.

Проволочные фильтры меньше подвержены коррозии и эрозии (за счет использования проволоки из нержавеющей стали), обладают более высокой пропускной способностью по сравнению с щелевыми [9], минимальная толщина щелей между витками проволоки может быть доведена до сотых долей миллиметра [10]. Однако при эксплуатации скважин в условиях применения тепловых методов повышения нефтеотдачи эти фильтры также не обеспечивают надежную защиту от поступления песка в скважину [11]. Так, на месторождении Кенкиак, где осуществлялось паротепловое воздействие, проволочные фильтры были установлены в 255 скважинах. В 177 из них была получена низкая эффективность защиты от поступления песка в скважину [12]. Основными недостатками проволочных фильтров является то, что при их использовании без гравийной набивки мелкие частицы глины и песка поступают из пласта в скважину, образуя между фильтром и обсад-

ной колонной уплотненный слой песка с низкой проницаемостью.

Фильтры с ракушечной набивкой более эффективны, но также не всегда отвечают поставленной цели, поскольку прочность и качество ракушечника, закачиваемого в прискважинную часть пласта, довольно низкие [13]. Кроме того, примененные на промыслах проволоочные фильтры не имели фиксации каждого витка, в результате чего при механическом повреждении одного из витков происходит срыв всей намотки.

В последнее время в НПО «Союзтермнефть» было предложено несколько новых конструкций фильтров, среди которых особого внимания заслуживает металлокерамический фильтр с титановыми фильтрующими элементами [14]. Титановые фильтрующие элементы обладают высокой проницаемостью (не менее 3 км^2), с размером пор 150–200 мкм, и пределом прочности на смятие не менее 1,5 МПа [15]. Несмотря на бесспорные достоинства титановых фильтроэлементов (коррозионная и термическая стойкость, биологическая инертность, возможность многократного использования), они обладают рядом недостатков, сдерживающих их широкое внедрение. Так, если песчаный пласт содержит глинистый материал, то наблюдается быстрая кольматация фильтров при эксплуатации скважин [16], фильтры разрушаются уже при репрессии 0,9–1,2 МПа при их обратной промывке, при спуске фильтров на забой скважины происходит разрушение титановых фильтроэлементов.

Одним из наиболее эффективных способов предотвращения поступления песка в скважину является создание за обсадной колонной в прискважинной части пласта гравийной набивки [17]. Гравийные набивки используются на месторождениях как с чисто песчаными (с широким фракционным составом), так и с глинисто-песчаными коллекторами. Однако опыт создания набивок показал, что при неполном намыве гравия, при неплавном пуске скважины в эксплуатацию (сразу на полную подачу) происходит вынос песка в скважину, причем межремонтный период не превышает 8–15 сут [18].

С течением времени наблюдается проседание гравия из-за переуплотнения набивки, приводящее к образованию полостей, свободных от гравия, через которые песок вновь начинает поступать в скважину. Наиболее ши-

роко используемый материал для гравийной набивки — природный крупнозернистый песок. Однако применение такого наполнителя в значительной степени ограничено из-за растворения кремнезема горячими высокощелочными жидкостями [19] (особенно при закачке в пласт водяного пара), а также дробления песка при намыве набивки. Использование других материалов в качестве наполнителя для набивки широкого применения не получило. Широкое внедрение метода создания гравийных набивок сдерживается недостатком оборудования для проведения процесса (оно в основном импортное — фирмы Lynes и BIW Incorporated) [20]. Кроме того, метод мало применим для условий месторождений, разрабатываемых с применением термических методов повышения нефтеотдачи.

На промыслах нашей страны и за рубежом испытывались и другие механические средства предотвращения выноса песка из пласта. Однако эффективность их применения низка.

За период 1959–2020 гг. запатентовано за рубежом и защищено авторскими свидетельствами в России более 500 заявок на различные материалы, конструкции средств предотвращения выноса песка из пласта и способы крепления прискважинной части пласта. Из этого количества порядка 73 % приходятся на работы, связанные с применением химических реагентов и смол. Среди методов и способов крепления прискважинной части пласта наибольшее распространение на практике получили такие, как консолидация слабосцементированных песчаников цементными растворами, смолами и тампонирующими составами на их основе. Результаты испытаний способов крепления прискважинной части пласта цементными растворами показали, что наряду с осложнениями, возникающими при закачке раствора в пласт (выпадение песка из раствора, образование цементной пробки на забое скважины), наблюдаются непродолжительность эффекта, значительное снижение проницаемости закрепленной зоны (остаточная проницаемость не превышает $0,1\text{--}0,3 \text{ мкм}^2$). Поэтому в настоящее время цементные растворы для крепления прискважинной части пласта используются редко.

Чаще всего крепление слабосцементированных коллекторов осуществляется фенольными, фенолформальдегидными, фурановыми и фенолофурановыми смолами. При этом достигаются высокие значения предела

прочности консолидированной породы на сжатие (до 10–20 МПа).

Одним из основных параметров, характеризующих эффективность процесса крепления слабосцементированных коллекторов, является остаточная проницаемость закрепленной зоны. В литературных источниках приводятся противоречивые данные по этому вопросу. В работе [21] авторы утверждают, что при креплении чистого высокопроницаемого песка фракции 0,124–0,177 мм (проницаемостью около 10 мкм²) достигается остаточная проницаемость порядка 50–90 % от первоначальной, в то время как по другим данным не более 10–30 %. Крепление при-скважинной части пласта смолами рекомендуется при следующем сочетании пластовых условий [22]:

- небольшая мощность обрабатываемого пласта (не более 3 м);
- высокое пластовое давление;
- однородный по проницаемости закрепляемый участок пласта;
- наблюдается тенденция к увеличению выноса песка в процессе эксплуатации.

При креплении скважин водорастворимыми смолами ТСД-9, ТС-10, СФЖ-3012 отмечено, что эффективность обработки зависит от содержания воды в добываемой продукции. При креплении скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения водорастворимыми смолами при добыче безводной продукции наблюдалось прекращение выноса песка из пласта до года и более. В условиях, когда на забое добывающих скважин появлялась вода, эффективность резко снижалась. При этом наблюдались такие осложнения, как вынос песка и затвердевшей смолы, затрудненное освоение скважин. Эксперименты показали, что при прочих равных условиях наличие воды в образце снижает прочность в 1,5 раза в сравнении с нефтенасыщенными образцами. Для крепления обводнившихся скважин используются смолоспесчаные смеси, приготовленные на поверхности и закачиваемые в при-скважинную часть пласта. Опыт применения синтетических смол показал, что при наличии кавернозности в при-скважинной части устранить вынос песка не всегда удастся. В этом случае затвердевание смолы в каверне приводит к снижению продуктивности скважины. Кроме того, за счет гравитационных сил смола размещается в нижней части пласта, не укрепляя верхнюю. Для крепления

кавернозных прифилтровых зон используются вспененные смолы. Однако при этом прочность закрепленной зоны не превышает 3,0 МПа. Кроме того, способ не применим в скважинах с забойными температурами выше 383 К.

Кроме указанных способов крепления слабосцементированных коллекторов применяются и комбинированные методы, такие как укрепление гравийной набивки смолами. В настоящее время известны различные составы эпоксидных смол, компоненты которых растворимы либо в воде, либо в нефти. Новейшие разработки в области гравийных набивок, укрепляемых смолами, связаны с использованием гравия, покрытого неотвержденной смолой, которая твердеет и скрепляет частицы наполнителя в пластовых условиях. В последнее время зарубежными фирмами было предложено большое количество новых составов смол: «Аква-Эпон» фирмы Shell, «Сендлокк 5» фирмы Dowell, «Сен-Стоп-Аква» фирмы BИНаyes и другие [23].

Во ВНИИКРнефть в конце 70-х годов XX века был разработан проницаемый полимерный материал Контарен,готавливаемый на основе сланцевых алкилрезорцинов и уротропина. При креплении слабосцементированных коллекторов составом Контарен достигается высокая проницаемость — 2–50 мкм², предел прочности на сжатие составляет 2,5–4,5 МПа, термостойкость — до 473 К. Одним из осложнений, возникающих при использовании состава Контарен, является трудность освоения скважин, так как для притока пластовых флюидов необходимо создание фильтрационных каналов путем растворения затворенного в смоле гранулированного хлорида натрия. В таблице 1 приводятся основные характеристики синтетических смол и составов на их основе для крепления при-скважинной части пласта.

С целью снижения влияния воды на прочность закрепляемой зоны в ряде случаев предусматривается введение в пласт добавок (FeCl₃ и другие), повышающих адгезию смолы на поверхности породы. Эффективность крепления снижается, если до крепления при-скважинная часть пласта была обработана плавиковой кислотой. В этом случае прочность большинства смол снижается на 50 % и более.

Следует отметить, что ввиду сравнительно высокой стоимости смол и сопутствующих

Таблица 1. Характеристика смол и составов на их основе, используемых для крепления прискважинной части пласта**Table 1.** Characteristics of resins and compositions based on them used for fixing the near-wellbore part of the formation

Название состава	Рабочий температурный диапазон, К	Предел прочности на сжатие, МПа	Остаточная проницаемость, мкм ²	Пригодность для обработки глинизированных песков
Бейкер Пласти	311–380	–	–	рекомендуется
Сент-Бонд 4	311–422	–	–	пригодна
К-90	355–411	–	–	пригодна до 20 % глин
Эпокси 2	311–366	–	–	пригодна
Санфикс	–	–	–	пригодна
Инкричед Санфикс	до 450	–	–	не пригодна
СФЖ-3012	293–423	10–15	до 0,60	–
ССФ	293–373	3–29	–	–
Контарен	до 473	3,5–4,5	2–50	–

реагентов крепление прискважинной части пласта смолами и тампонажными составами на их основе стоит дороже, чем спуск фильтра или намыв гравийной набивки [24].

В последние годы у нас в стране и за рубежом проделан большой объем по изысканию эффективных составов на синтетической основе для крепления слабосцементированных коллекторов и разработке технологий крепления прискважинной части пласта.

Узкие границы применимости, а также довольно высокая стоимость синтетических смол сдерживает их широкое внедрение в практику нефтедобычи.

Для проектирования средств задержания песка и выявления условий разрушения материала прискважинной зоны пласта крайне важно получать пластовые керны высокого качества, т.е. относительно ненарушенные. Их следует изучать везде, где ожидаются осложнения с выносом песка и планируются большие масштабы разработки природных ресурсов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Близиюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с анамально высокими пластовыми давлениями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 6. С. 50–54.
2. Гилаев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области //

Полученные образцы кернов подвергают испытаниям в камерах с трехосным нагружением, в результате чего строят диаграмму Мора, широко используемого критерия для изучения сдвигового разрушения грунтов, а также арочного эффекта при различной насыщенности флюидами, скоростей течения жидкости и нагружения [25], что позволяет предсказать поведение пород на различных стадиях разработки нефтенасыщенных пластов и предупредить их разрушение и вынос песка в скважины.

Выводы

Таким образом, наиболее эффективными средствами предотвращения разрушения пласта являются титановые фильтры и гравийные набивки. Однако отмеченные недостатки сдерживают широкое их применение на промыслах страны. Также нет надежных средств предотвращения поступления песка в скважину из пласта с высокими значениями пластовой температуры, вязкости нефти, обводненности продукции.

Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57.

3. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. 2009. № 4. С. 38–39.

4. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт //

Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. № 3. С. 46-51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.

5. Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Федорченко Г.Д., Колесников В.А., Кологреев И.А. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 38-40.

6. Юркив Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 365 с.

7. Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И., Хабибуллин М.Я. Механизация технологического процесса спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 15-24. DOI: 10.5510/OGP20180200346.

8. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 64-67.

9. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т. Обоснование условий расчета и выбора прочностных характеристик эксплуатационных колонн сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 2. С. 31-38.

10. Хабибуллин М.Я. Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 80-86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86.

11. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Джалалов К.Э. Проблемы разработки залежи высоковязкой нефти северо-комсомольского месторождения // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2003. № 4. С. 38-41.

12. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Исламов Р.Ф., Моллаев З.Х. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 15-21.

13. Suleimanov R.I., Gabdrakhimov M.S., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Vasilyeva E.R. The Study of Hydraulic Hammer Device in Drilling Tool Assembly in Hydraulic Rotary Drilling // International Journal of Engineering and Technology. 2018. Vol. 7. No. 2. P. 28-30. DOI: 10.14419/ijet.v7i2.23.11877.

14. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях. Краснодар: Советская Кубань, 2003. 297 с.

15. Dubinsky G.S. On the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks Under Wave Impact // The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee and Associates. New York, USA. 2015. P. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

16. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 5. С. 93-98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.

17. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты. Краснодар: Советская Кубань, 2002. 590 с.

18. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Моллаев З.Х., Исламов Р.Ф., Еганьянц Р.Т. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление // Инженер-нефтяник. 2010. № 3. С. 5-9.

19. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Справочник. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 400 с.

20. Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 2. С. 64-71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.

21. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т., Моллаев З.Х. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 1. С. 17-22.

22. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. техн. наук. М.: Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, 2012. 242 с.

23. Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Kovalev N.O. Studying Heat-Affected Zone Deformations of Electric Arc Welding // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 327. Issue 3. P. 032053. DOI: 10.1088/1757-899X/327/3/032053.

24. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях: дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень: Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т, 2004. 64 с.

25. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 560. P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

REFERENCE

1. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G. Analiz narushenii ekspluatatsionnykh kolonn pri razrabotke peskoproyavlyayushchikh produktivnykh plastov s anamal'no vysokimi plastovymi davleniyami [Analysis of Defect of Production Strings During Development in Sand in an Abnormal]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 6, pp. 50-54. [in Russian].

2. Gilaev Gen.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G. Perspektivy primeneniya kislotnogo gelya dlya zakachki proppanta v protsesse provedeniya gidrorazryva karbonatnykh plastov na territorii Samarskoi oblasti [Prospects for the Use of Acid Gel for Proppant Fracturing of Carbonate Reservoirs in the Samara Region]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 8, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57. [in Russian].

3. Galkin S.V., Poplauhina T.B., Raspopov A.V., Khizhnyak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniya nefi dlya mestorozhdenii Permskogo kraya na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of Oil Recovery Ratios for Permian Region Fields on the Basis of Statistical

Models]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 4, pp. 38-39. [in Russian].

4. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. Ispol'zovanie printsipov sistemnogo geologo-tehnologicheskogo prognozirovaniya pri obosnovanii metodov vozdeistviya na plast [The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 46-51. DOI: 10.5510/OGP20160300288. [in Russian].

5. Gilaev G.G., Manasyan A.E., Fedorchenko G.D., Kolesnikov V.A., Kologreev I.A. Neftyanые залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска [Oil-Bearing Reservoirs in Carbonate Reefs of Famennian Stage on the Territory of Samara Region: Discovery History and Exploration Prospects]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 38-40. [in Russian].

6. Yurkiv N.I. *Fiziko-khimicheskie osnovy nefteizvlecheniya* [Physicochemical Basics of Oil Recovery]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 365 p. [in Russian].

7. Konnov Yu.D., Sidorkin D.I., Khabibullin M.Ya. Mekhanizatsiya tekhnologicheskogo protsessa spusko-pod'emnykh operatsii pri tekushchem i kapital'nom remonte skvazhin [Mechanization of Technological Process of Round-Trip Operations in Well Servicing and Workover]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2018, No. 2, pp. 15-24. DOI: 10.5510/OGP20180200346. [in Russian].

8. Gilaev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termotoikikh zhidkostei glusheniya na osnove neftyanых emul'sii [Application of Heat-Resistant Killing Fluids on the Basis of Oil Emulsions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 8, pp. 64-67. [in Russian].

9. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T. Obosnovanie uslovii rascheta i vybora prochnostnykh kharakteristik ekspluatatsionnykh kolonn sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Base Condition on Estimation Options of Strength Characteristics a Production Stingsins Sladkovskoy-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanых i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 2, pp. 31-38. [in Russian].

10. Khabibullin M.Ya. Sistematizirovannyi podkhod k metodam zakachki vody v nagnetatel'nye skvazhiny [Systematization of Methods of Water Injection in Wells]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 3, pp. 80-86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86. [in Russian].

11. Antoniadi D.G., Gilaev G.G., Dzhalalov K.E. Problemy razrabotki zalezhi vysokovязkoi nefti severo-komsomol'skogo mestorozhdeniya [Development Problems of High-Viscosity Oil Deposits of the Severo-Komsomolskoye Field]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii — Interval. Advanced Oil and Gas Technologies*, 2003, No. 4, pp. 38-41. [in Russian].

12. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mollaev Z.Kh. Metody preduprezhdeniya i likvidatsii peskoproyavleniya v dobyvayushchikh skvazhinakh [Methods of Prevention and Liquidation of Apperance Sand in Production Wells]. *Stroitel'stvo neftyanых i gazovykh*

skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, 2010, No. 9, pp. 15-21. [in Russian].

13. Suleimanov R.I., Gabdrakhimov M.S., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Vasilyeva E.R. The Study of Hydraulic Hammer Device in Drilling Tool Assembly in Hydraulic Rotary Drilling. *International Journal of Engineering and Technology*, 2018, Vol. 7, No. 2, pp. 28-30. DOI: 10.14419/ijet.v7i2.23.11877.

14. Gilaev G.G. *Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zasobov na slozhnopostroennykh neftegazovykh mestorozhdeniyakh* [Improving the Efficiency of Developing Hard-to-Recover Reserves in Complex Oil and Gas Fields]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2003. 297 p. [in Russian].

15. Dubinsky G.S. On the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks Under Wave Impact. *The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee and Associates*. New York, USA, 2015, pp. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

16. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Povyshenie nadezhnosti svarnykh soedinenii truboprovodov v sisteme podderzhaniya plastovogo davleniya [Increasing the Reliability of Welded Pipeline Connections in Reservoir Pressure Maintenance System]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 5, pp. 93-98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98. [in Russian].

17. Antoniadi D.G., Gilaev G.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G. *Tolkovyi slovar' po termicheskim metodam vozdeistviya na neftyanые plasty* [Explanatory Dictionary of Thermal Methods of Impact on Oil Reservoirs]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2002. 590 p. [in Russian].

18. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Mollaev Z.Kh., Islamov R.F., Egan'yants R.T. Vliyanie fiziko-mekhanicheskikh svoystv plasta i padeniya plastovogo davleniya na peskoproyavlenie [Influence of Physical and Mechanical Properties of the Reservoir and the Drop in Reservoir Pressure on Sand Production]. *Inzhener-neftyanik — Petroleum Engineer*, 2010, No. 3, pp. 5-9. [in Russian].

19. Bragin Yu.I., Vagin S.B., Cholovskii I.P. *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya zalezhei uglevodorodov. Spravochnik* [Oil and Gas Field Geology and Hydrogeology of Hydrocarbon Deposits. Directory]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2004. 400 p. [in Russian].

20. Khabibullin M.Ya. Uvelichenie effektivnosti razdeleniya zhidkikh sistem pri sbore plastovoi zhidkosti [Increasing Efficiency of Liquid Systems Separation for Formation Fluid Gathering]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 2, pp. 64-71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71. [in Russian].

21. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T., Mollaev Z.Kh. Peskoproyavlenie v dobyvayushchikh skvazhinakh i narushenie obsadnykh kolonn. otsenka zakonomernosti raspredeleniya plastovykh, porovykh davlenii po razrezu skvazhin sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Potential to Produce Sand in Production Wells and Destruction of Conductor. Estimate Pattern on Distribution of Formation and Pore Pressure in the Wells Sladkovsko-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanых i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 1, pp. 17-22. [in Russian].

22. Gilaev A.G. *Issledovanie vliyaniya vynosa melkikh chastits produktivnogo plasta na izmenenie nefteotdachi nizkopronitsaemykh kollektorov: dis. kand. tekhn. nauk* [Investigation of the Effect of the Removal of Small Particles of the PProductive Formation on the Change in Oil Recovery of Low-Permeability Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, Institut mashinovedeniya im. A.A. Blagonravova RAN Publ., 2012. 242 p. [in Russian].

23. Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Kovalev N.O. Studying Heat-Affected Zone Deformations of Electric Arc Welding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*,

2018, Vol. 327, Issue 3, pp. 032053. DOI: 10.1088/1757-899X/327/3/032053.

24. Gilaev G.G. *Razvitie teorii i praktiki dobychi trudnoizvlekaemykh zasposov uglevodorodov na slozhno-postroennykh mestorozhdeniyakh: dis. d-ra tekhn. nauk* [Development of the Theory and Practice of Production of Hard-To-Recover Hydrocarbon Reserves in Complex Fields: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, Tyumen. gos. neftegaz. un-t. Publ., 2004. 64 p. [in Russian].

25. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 560, pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гилаев Гани Гайсинович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела, Институт нефти, газа и энергетики, КубГТУ, Краснодар, Россия

Gani G. Gilaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Business Department, Institute of Oil, Gas and Energy, KubGTU, Krasnodar, Russia

gggilaev@gmail.com

Хабибуллин Марат Яхиевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machines and Equipment Department, Branch, USPTU, Oktyabrsky, Russia

m-hab@mail.ru

Гилаев Артем Ганиевич, начальник Туймазинского региона добычи нефти и газа, управление добычи нефти и газа, ООО «Башнефть-Добыча», Октябрьский, Россия

Artem G. Gilaev, Head of the Tuimazinsky Oil and Gas Production Region, Oil and Gas Production Department, Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrsky, Russia

GilaevAG@Bashneft.ru

Хабибуллин Арсен Маратович, студент кафедры «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Arsen M. Khabibullin, Student of Oil Production Facilities Operation and Maintenance Department, Branch, USPTU, Oktyabrsky, Russia

Статья поступила в редакцию 22.11.2020; одобрена после рецензирования 01.03.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 22.11.2020; approved after reviewing 01.03.2021; accepted for publication 03.09.2021.