



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ

Г. Г. Гидаев¹, М. Я. Хабибуллин*², Р. Н. Бахтизин³

¹Институт нефти, газа и энергетики, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

²Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Improvement of methods for combat with sand in production wells

G. G. Gilaeв¹, M. Ya. Khabibullin*², R. N. Bakhtizin³

¹Institute of Oil, Gas and Energy, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

²Institute of Oil and Gas, Ufa State Oil Technological University (branch in Oktyabrsky), Russia

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

ABSTRACT

Today, a large number of methods are used to combat the flow of sand along with the reservoir fluid, which must be divided into the following groups: improving the operating conditions of wells, under which sand rises along with the fluid from the well; creation of technology and equipment that allow retaining sand in the annulus. 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 that comes into contact with sand, disturbance of the formation structure in the bottomhole formation zone, sand deposits in surface equipment and in the well sump when wells are shut down. The most promising method of combating these manifestations are technologies and equipment used according to the second group: injection of cement, foam-cement and cement-sand mixtures into the annulus of the well bottom zone; downhole filter application; injection of sand with a large 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. Titanium screens and gravel packs are the most effective means of preventing formation failure.

Keywords: downhole reservoir; sand plug; well; steam-thermal impact.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

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].

2. Формирование проблемы

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 технологии 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 призабойную зону 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.

3. Методики работ, используемых для проведения исследований

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.

3. Методики работ, используемых для проведения исследований

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 Кенкияк, 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 обсадной 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 проволочные 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 металло-

керамический фильтр с титановыми фильтрующими элементами [14]. Титановые фильтрующие элементы обладают высокой проницаемостью (не менее 3 мкм²), 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 суток [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 широко 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 [21-24].

За период 1959...2020 годы 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 [25-27]. 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 слабощементированных 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), наблюдается непродолжительность эффекта, значительное снижение проницаемости закрепленной зоны (остаточная проницаемость не превышает 0.1...0.3 мкм²). 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 [28] 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 прискважинной части пласта смолами рекомендуется при следующем сочетании пластовых условий [29]:

- 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 [30-32]. Для крепления обводнившихся скважин используются смолоспесчаные смеси, приготовленные на поверхности и закачиваемые в прискважинную часть пласта. Опыт применения синтетических смол показал, что при наличии кавернозности в прискважинной части устранить вынос песка не всегда удается. 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 либо растворимы 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 [33, 34]. В последнее время зарубежными фирмами было предложено большое количество новых составов смол: «Аква-Эпон» фирмы «Shell», «Сендлокк 5» фирмы «Dowell», «Сен-Стоп-Аква» фирмы «VINAyеs» и другие [35].

Во «ВНИИКРнефть» в конце 70-х годов был разработан проницаемый полимерный материал Контарен, изготавливаемый 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 приводятся основные характеристики синтетических смол и составов на их основе для крепления прискважинной части пласта.

Таблица
Характеристика смол и составов на их основе, используемых для крепления прискважинной части пласта

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	-

4. Результаты исследований

С целью снижения влияния воды на прочность закрепляемой зоны в ряде случаев предусматривается введение в пласт добавок (FeCl_3 и другие), повышающих адгезию смолы на поверхности породы. Эффективность крепления снижается, если до крепления прискважинная 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 реагентов, крепление прискважинной части пласта смолами и тампонажными составами на их основе стоит дороже, чем спуск фильтра или намыв гравийной набивки [36].

В последние годы у нас в стране и за рубежом продelan 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.

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 [37], 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. Так же нет надежных средств предотвращения поступления песка в скважину из пласта с высокими значениями пластовой температуры, вязкости нефти, обводненности продукции.

Литература

1. Парфенов, А. Н., Шашель, В. А., Ситдииков, С. С. (2007). Особенности и опыт проведения проппантного ГРП в ОАО «Самаранефтегаз». *Нефтяное хозяйство*, 11, 38-41.
2. Топал, А. Ю., Фирсов, В. В., Усманов, Т. С. и др. (2020). Региональные аспекты проведения ГРП в ОАО «Удмуртнефть». *Нефтяное хозяйство*, 4, 44-48.
3. Гилаев, Г. Г., Манасян, А. Э., Летичевский, А. Е. и др. (2014). Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области. *Нефтяное хозяйство*, 11, 65-69.
4. Запорожец, Е. П., Шостак, Н. А., Антониади, Д. Г., Савенок, О. В. (2014). Способ гидравлического разрыва пласта. *Патент РФ 2507389*.
5. Исмагилов, А. Ф., Манасян, А. Э., Хамитов, И. Г. и др. (2014). Разработка месторождений Самарской области (от практики к стратегии). *Самара: ООО «Издательство «Нефть. Газ. Новации»*.
6. Хабибуллин, М. Я. (2018). Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину. *Нефтегазовое дело*, 16(6), 34-39.
7. Oliveir, H. A., Li, W., Maxey, J. E. (2013, October). Invert emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing. OTS-24332-MS. In: *Offshore Technology Conference Brasil*.
8. Гилаев, Г. Г., Манасян, А. Э., Федорченко, Г. Д. и др. (2013). Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска. *Нефтяное хозяйство*, 10, 38-40.
9. Гилаев, Г. Г., Хисметов, Т. В., Бернштейн, А. М. и др. (2009). Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий. *Нефтяное хозяйство*, 8, 64-67.
10. Bale, A., Smith, M. B., Klein, H. H. (2010, September). Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAFP): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture halflength. SPE-134307-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
11. Rickman, R., Mullen, M. (2008, September). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not cloning of the Barnett Shale. SPE-115258-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
12. Хабибуллин, М. Я. (2020). Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости. *Нефтегазовое дело*, 18(2), 64-71.
13. Гилаев, Г. Г., Горбунов, В. В., Кузнецов, А. М. и др. (2012). Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 11, 22-24.
14. Глущенко, В. Н., Пташко, О. А., Харисов, Р. Я., Денисова, А. В. (2010). Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. *Уфа: Гилем*.
15. Kadachnikova, L. M., Pichugin, O. N., Chebakov, A. A. (2002). Analytical technique for gel treatment prediction of production and injection wells in a stratified reservoir. *Iranian Journal of Science & Technology. Transaction B*, 26(B2), 205-216.
16. Аббасов, Э. М., Агаева, Н. А. (2014). Распространение упругих волн, создаваемых в жидкости, с учетом динамической связи системы пласт-скважина. *SOCAR Proceedings*, 1, 77-84.

17. Коннов, Ю. Д., Сидоркин, Д. И., Хабибуллин, М. Я. (2018). Механизация технологического процесса спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-24.
18. Сулейманов, Б. А., Аббасов, Э. М. (2010). Восстановление забойного давления при вытеснении нефти водой с учетом не мгновенного прекращения притока в скважину. *SOCAR Proceedings*, 2, 20-24.
19. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.
20. Orlov, M. S., Roschin, P. V., Struchkov, I. A., Litvin, V. T. (2015). The application of x-ray micro computed tomography (micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. SPE-176600-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
21. Хабибуллин, М. Я., Сулейманов, П. И. (2019). Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления. *Нефтегазовое дело*, 17(5), 93-98.
22. Nsoga, V. N., Hona, J., Pemha, E. (2017). Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 18(6), 507-513.
23. Литвин, В. Т., Стрижнев, К. В., Шевчук, Т. Н., Рошин, П. В. (2018). Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, 4, 70-73.
24. Khabibullin, M. Ya. (2019). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012065.
25. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области. *Нефтяное хозяйство*, 8, 54-57.
26. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*.
27. Хабибуллин, М. Я. (2019). Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины. *Нефтегазовое дело*, 17(3), 80-86.
28. Rady, A., Nasr-El-Din, H. A. (2015). Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores. SPE-176574-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
29. Rabie, A. I., Nasr-El-Din, H. A. (2015). Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron controlling agent for HP/HT acidizing treatments. SPE-172640-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*.
30. Литвин, В. Т., Стрижнев, К. В., Рошин, П. В. (2015). Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(3).
31. Шакев, М. Ш. (2019). Исследование применимости кислотной обработки в конгломератных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, 4, 23-31.
32. Рабаев, Р. У., Бахтизин, Р. Н., Султанов, Ш. Х. и др. (2020). Обоснование применения технологии кислотного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах газоконденсатных месторождений морского шельфа. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.
33. Султанмагомедов, Т. С., Бахтизин, Р. Н., Султанмагомедов, С. М. (2020). Исследование перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.
34. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F. (2017). Aggregative stability chemical control of quartz suspensions. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 38(8), 1103-1109.
35. Моисеев, К. В., Кулешов, В. С., Бахтизин, Р. Н. (2020). Свободная конвекция линейно неоднородной жидкости в квадратной полости при боковом нагреве. *SOCAR Proceedings*, 4, 108-116.
36. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.
37. Бахтизин, Р. Н., Каримов, Р. М., Мастобаев, Б. Н. (2016). Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.

References

1. Parfenov, A. N., Shashel, V. A., Sitdikov, S. S. (2007). Features and experience of proppant hydrofracturing application at Samaraneftegaz OAO. *Oil Industry*, 11, 38-41.
2. Topal, A. Yu., Firsov, V. V., Usmanov, T. S., et al. (2020). Regional aspects of hydraulic fracturing in Udmurtneft OJSC. *Oil Industry*, 4, 44-48.
3. Gilaev, G. G., Manasyan, A. E., Letichevsky, A. E., et al. (2014). Hydraulic fracturing as field development instrument in Samara region. *Oil Industry*, 11, 65-69.
4. Zaporozhets, E. P., Shostak, N. A., Antoniadi, D. G., Savenok, O. V. (2014). Method of hydraulic fracturing. *RU Patent* 2507389.
5. Ismagilov, A. F., Manasyan, A. E., Khamitov, I. G., et al. (2014). Development of deposits of the Samara region (from practice to strategy). *Samara: Publishing House «Oil. Gas. Innovations»*.
6. Khabibullin, M. Ya. (2018). Investigation of the processes occurring in the pipe string during wellhead impulse injection of liquid into the well. *Oil and Gas Business*, 16 (6), 34-39.
7. Oliveir, H. A., Li, W., Maxey, J. E. (2013, October). Invert emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing. OTC-24332-MS. In: *Offshore Technology Conference Brasil*.

8. Gilaev, G. G., Manasyan, A. E., Fedorchenko, G. D., et al. (2013). Oil deposits in carbonate deposits of the Famennian stage of the Samara region: the history of discovery and prospect of prospecting. *Oil Industry*, 10, 38-40.
9. Gilaev, G. G., Khismetov, T. V., Bernstein, A. M., et al. (2009). The use of heat-resistant killing fluids based on oil emulsions. *Oil Industry*, 8, 64-67.
10. Bale, A., Smith, M. B., Klein, H. H. (2010, September). Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAPF): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture half-length. SPE-134307-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
11. Rickman, R., Mullen, M. (2008, September). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not cloning of the Barnett Shale. SPE-115258-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
12. Khabibullin, M. Ya. (2020). Increasing the efficiency of separation of liquid systems when collecting reservoir fluid. *Oil and Gas Business*, 18(2), 64-71.
13. Gilaev, G. G., Gorbunov, V. V., Kuznetsov, A.M., et al. (2012). Increasing the efficiency of chemicals in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*, 11, 22-24.
14. Glushchenko, V. N., Ptashko, O. A., Kharisov, R. Ya., Denisova, A. V. (2010). Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design. *Ufa: Gilem*.
15. Kadochnikova, L. M., Pichugin, O. N., Chebakov, A. A. (2002). Analytical technique for gel treatment prediction of production and injection wells in a stratified reservoir. *Iranian Journal of Science & Technology. Transaction B*, 26(B2), 205-216.
16. Abbasov, E. M., Agaeva, N. A. (2014). Propagation of the constructed of pressure waves in fluid with the account dynamic connection of system the well-formation. *SOCAR Proceedings*, 1, 77-84.
17. Konnov, Yu. D., Sidorkin, D. I., Khabibullin, M. Ya. (2018). Mechanization of technological process of round_trip operations in well servicing and workover. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-24.
18. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M. (2010). Bottom-hole pressure build-up during oil displacement by water with allowance for non-instantaneous inflow stopping. *SOCAR Proceedings*, 2, 20-24.
19. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.
20. Orlov, M. S., Roschin, P. V., Struchkov, I. A., Litvin, V. T. (2015). The application of x-ray micro computed tomography (micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. SPE-176600-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
21. Khabibullin, M. Ya., Suleimanov, R. I. (2019). Improving the reliability of welded joints of pipelines in the system for maintaining reservoir pressure. *Oil and Gas Business*, 17(5), 93-98.
22. Nsoaga, V. N., Hona, J., Pemha, E. (2017). Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 18(6), 507-513.
23. Litvin, V. T., Strizhnev, K. V., Shevchuk, T. N., Roshchin, P. V. (2018). Acid treatment of the bottomhole formation zone of the Bazhenov formation after hydraulic fracturing. *Oil Industry*, 4, 70-73.
24. Khabibullin, M. Ya. (2019). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012065.
25. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Prospects for the use of acid gel for pumping proppant in the process of hydraulic fracturing of carbonate formations in the Samara region. *Oil Industry*, 8, 54-57.
26. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*.
27. Khabibullin, M. Ya. (2019). A systematized approach to methods of water injection into injection wells. *Oil and Gas Business*, 17(3), 80-86.
28. Rady, A., Nasr-El-Din, H. A. (2015). Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores. SPE-176574-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
29. Rabie, A. I., Nasr-El-Din, H. A. (2015). Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron controlling agent for HP/HT acidizing treatments. SPE-172640-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*.
30. Litvin, V. T., Strizhnev, K. V., Roshchin, P. V. (2015). Features of the structure and intensification of oil inflows in complex reservoirs of the Bazhenov formation of the Palyanovskoye field. *Theory and practice*, 10(3).
31. Shaken, M. Sh. (2019). Studying the applicability of acid treatment in conglomerate reservoir. *SOCAR Proceedings*, 4, 23-31.
32. Rabaev, R. U., Bakhtizin, R. N., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2020). Substantiation of application of acid fracturing technology in carbonate reservoirs of offshore gas condensate fields. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.
33. Sultanmagomedov, T. S., Bakhtizin, R. N., Sultanmagomedov, S. M. (2020). Study of pipeline movements in permafrost soils. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.
34. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F. (2017). Aggregative stability chemical control of quartz suspensions. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 38(8), 1103-1109
35. Moiseev, K. V., Kuleshov, V. S., Bakhtizin, R. N. (2020). Free convection of a linearly inhomogeneous liquid in a square cavity under lateral heating. *SOCAR Proceedings*, 4, 108-116.
36. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). The main aspects of using acid gel for proppant injection during hydraulic fracturing operations on carbonate reservoirs in the Volga-Ural region. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.
36. Bakhtizin, R. N., Karimov, R. M., Mastobaev, B. N. (2016). Generalized flow curve and universal rheological model of oil. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.

Совершенствование методов борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах

Г. Г. Гилаев¹, М. Я. Хабибуллин², Р. Н. Бахтизин³

¹Институт нефти, газа и энергетики, Кубанский государственный
технологический университет, Краснодар, Россия

²Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

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 технологии 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 призабойную зону 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. Наиболее эффективными средствами предотвращения разрушения пласта являются титановые фильтры и гравийные набивки.

Ключевые слова: прискважинный пласт; песчаная пробка; скважина; паротепловое воздействие.

İstismar quyularında qum təzahürü ilə mübarizə üsullarının təkmilləşdirilməsi

Q. Q. Qilayev¹, M. Y. Xabibullin², R. N. Baxtizin³

¹Kuban Dövlət Texnoloji Universitetinin Neft Qaz və Energetika İnstitutu, Krasnodar, Rusiya

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrskiy ş. filialı), Rusiya

³Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Hal hazırda qumun lay mayesi ilə birgə təzahürünə qarşı mübarizə aparmaq üçün çoxlu sayda üsullardan istifadə olunur ki, bunları da aşağıdakı kimi qruplaşdırmaq olar: qum ilə mayenin birlikdə çıxdığı quyuların istismar şəraitinin təkmilləşdirilməsi; qumun boru arxası fəzada saxlanılmasına imkan verən texnologiya və avadanlıqların yaradılması. Qumla təmasda olan avadanlığın hidroabraziv dağılması, layın quyudibi zonasında lay strukturunun pozulması, quyuların işi dayandığı zaman yerüstü avadanlıqlarda və quyuy zumpfundu qum çöküntüləri üçün şərait yarandığı səbəbindən birinci qrupa aid üsullardan nadir hallarda istifadə olunur. Bu təzahürlərə qarşı mübarizənin ən perspektivli üsulu ikinci qrupa uyğun istifadə olunan texnologiya və avadanlıqlardır: quyunun quyudibi zonasına sement, köpüklü sement və sement-qum qarışıqlarının vurulması; quyudibində süzğəclərin tətbiqi; quyunun quyudibi zonasına böyük fraksiyalı qum dənələri və çınqılın vurulması; sintetik qatranların quyunun quyudibi zonasının boru arxası fəzasına vurulması; yuxarıda qeyd olunanları özündə birləşdirən kombinə edilmiş üsullar. Titan süzğəcləri və çınqıl doldurmaları layların dağılmasının qarşısını almaq üçün ən təsirli vasitələrdir.

Açar sözlər: quyuyanı lay; qum tıxacı; quyuy; buxar-istilik təsiri.