SOCAR Proceedings

Oil and Gas Structures and Equipment

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СОПРОТИВЛЕНИЯ ФИЛЬТРОВ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ ИХ КОНТАКТЕ С ГОРНОЙ ПОРОДОЙ

Г.Г. Гиладев¹, М.Я. Хабибуллин^{*2}, Р.Н. Бахтизин³

¹Кубанский государственный технологический университет, Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия; ²Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьский, Россия; ³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Research of the Resistance Process of Casing Column Filters at Their Contact with Rock

G.G. Giladev¹, M.Ya. Khabibullin^{*2}, R.N. Bakhtizin³

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

²Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Russia;

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The analysis of theoretical solutions and experimental data given in numerous literatures to justify the choice of the ratio of the size of gravel in relation to the size of formation sand showed that with the development of experimental methods and the accumulation of laboratory and field data, this ratio tends to decrease. When installing filters in an open hole, pressure losses at the interface between gravel and the formation play a significant role, and it should be noted that the greatest productivity and efficiency of the filter in an open hole is achieved when there is a packing around it, which can be created by crushing the sandy massif of the formation by cyclical changes debit. When choosing a filter design, along with the ability to provide them with a reliable hydraulic connection in the reservoir-filter system, the main task is also solved - to prevent sand flow into the well. The study of the conditions for the removal of sand particles through the flow sections in perforated, mesh and slotted filters during their operation both in homogeneous and in sands of different size, made it possible to recommend empirical dependences for determining the size of the holes.

Keywords:

Porous medium;
Coarse fraction;
Sand;
Particle;
Well.

© 2021 «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 призна-но неэффективным [2].

2. Методология

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 приза-

*E-mail: m-hab@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200579>

бойной 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 [3-8]. 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 [9]. Если для задержания песка используются щелевые фильтры, то эффективность их применения зависит от соответствия размера щелей гранулометрическому составу выносимого песка [10]. Однако, даже при тщательном подборе фильтра, наблюдается снижение продуктивности скважин из-за его кольматации [11]. 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 [12], минимальная толщина щелей между витками проволоки может быть доведена до сотых долей миллиметра. Однако, при эксплуатации скважин в условиях применения тепловых методов повышения нефтеотдачи, эти фильтры также не обеспечивают надежную защиту от поступления песка в скважину. 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 [13-15]. 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 при-скважинную часть пласта, довольно низкие [16]. 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 металлокерамический фильтр с титановыми фильтрующими элементами [17]. 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. 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, 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 при-скважинной части пласта гравийной набивки. 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 [18-20].

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 [21] (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»). 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.

3. Обсуждения

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. 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), 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 [22] 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 [23]:

- 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 водорастворимы-

ми 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 прискважинную часть пласта. Опыт применения синтетических смол показал, что при наличии кавернозности в прискважинной 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 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. В последнее время зарубежными фирмами было предложено большое количество новых составов смол: «Аква-Эпон» фирмы «Shell», «Сендлокк 5» фирмы «Dowell», «Сен-Стоп-Аква» фирмы «VINAyes» и другие.

Во ВНИИКРнефть в конце 70-х годов был разработан проницаемый полимерный материал Контарен, приготовляемый 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

Таблица 1

**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 % глини
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	-

синтетических смол и составов на их основе для крепления прискважинной части пласта.

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 [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.

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 аточно-

го 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. При исследовании изменения коэффициента фильтрации блоков в результате механического кольматажа доказано, что при работе блочного фильтра в контакте с крупной однородной фракцией имитатора пласта, расчетный и фактический коэффициенты фильтрации достаточно высоки. Однако при наличии в имитаторе пласта тонкозернистых фракций и глинистых частиц происходит интенсивный механический кольматоз и в рассматриваемых условиях применение фильтров блочного типа не рекомендуется [26-27].

Сопротивление системы пласт-фильтр (ζ_2), зависящее от несовершенства по характеру вскрытия пласта, включает в себя кроме вышеуказанных гидравлических характеристик фильтров и гидравлические характеристики пород в прифильтровой зоне. В случае скачкообразного изменения проницаемости пород в пласте [28]

$$\zeta_{2n} = \left(\frac{K_n}{K_u} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_u}{r_c}, \quad (1)$$

где K_n и K_u – соответственно коэффициенты фильтрации пород продуктивного пласта и у скважины в зоне с измененной проницаемостью;

r_u – радиус зоны с измененной проницаемостью, м;

r_c – радиус фильтра, м.

Графики рассматриваемой зависимости приведены на рисунке 1. Из графиков видно, что более интенсивно изменяется ζ_{2n} при меньших отношениях r_u/r_c и отношение K_n/K_u в меньшей степени влияет на изменение ($-\zeta_{2n}$), чем на ($+\zeta_{2n}$).

Из вышесказанного следует, что сопротивление ζ_2 , представляющее собой комплексную

Рис. 1. Зависимость проницаемости пород в пласте от отношения радиусов и коэффициентов фильтрации

характеристику, зависящую от качества заканчивания скважины, гидравлических особенностей фильтра, обусловленных конструкцией, а также от уменьшения проницаемости породы в прифильтровой зоне в процессе эксплуатации, зависит главным образом от совокупности показателей $\zeta_{2\phi k}$ и ζ_{2n} и изменения их в процессе эксплуатации скважины [29].

Если представить гидравлическую связь пласт-фильтр в виде зон, на которых происходит изменение режимов фильтрации, то это будет выглядеть следующим образом: $a - b - \delta - z$ (рис.2). Согласно этой схеме дадим и условные определения ее составляющих:

a - зона пласта, где скорость движения добываемой жидкости меньше критической скорости для выноса частиц, которые предполагается пропускать через фильтр;

b - зона, где скорость добываемой жидкости больше $V_{кр}$;

δ - зона контакта породы с фильтрующей оболочкой, равной ее толщине;

z - каркас фильтра, в котором обеспечена скорость выноса из скважины частиц, пропущенных фильтром.

При постановке фильтров в скважину с забоем, пласт которого сложен неоднородными, слабосцементированными или рыхлыми песчаниками, зачастую со сниженной проницаемостью за счет некачественного заканчивания, следует стремиться к максимальному снижению $\zeta_{2\phi k}$ за счет повышения скважности фильтрующей оболочки и тем самым увеличения качества фильтрационных ходов для пропуска коьматанта, что способствует и снижению ζ_{2n} .

Введение в прифильтровую зону объема породы с большей однородностью и большего разме-

ра по сравнению с крупной фракцией пластового песка - попытка добиться улучшения фильтрационных свойств прифильтровой зоны, т.е. снижение $\zeta_{2\phi k}$ и ζ_{2n} . Конструкция гравийной набивки одновременно должна исключать вынос частиц пласта в скважину.

Анализ теоретических решений и экспериментальных данных, приведенных в многочисленной литературе, по обоснованию выбора соотношения размера гравия по отношению к размеру пластового песка показал, что с развитием методов эксперимента и накоплением лабораторных и промысловых данных это соотношение имеет тенденцию к уменьшению [30]. Хронологически это выглядит следующим образом.

В работе [31] при однородном составе гравийной обсыпки и пластового песка дается соотношение:

$$D/d = 10 \dots 12, \quad (2)$$

Рис.2. Схема гидравлической связи пласт-фильтр

где D - диаметр гравия, мм;

d - диаметр крупных фракций песка, мм.

В работах [32, 33] соотношение $D/d = 8...12$, но взятое с учетом сводообразования и диаметром зерен, которые предполагается удерживать от выноса, а требования о недопущении проникновения песчаных частиц в фильтр, т.е. предотвращения его колюматации и без учета сводообразования, выражается соотношением $D/d = 4...5$.

Исследования, проведенные в условиях, приближенных к скважинным, когда при закачке гравия происходит его смешивание с песком в призабойной зоне или в колонне при оседании песка во время обратной промывки, показывает, что это приводит к снижению проницаемости прифильтровой зоны и к снижению продуктивности скважины.

Эффективность применения гравийной набивки снижается и от качества подготовки ее. Изучение анализов гравия показало, что он недостаточно очищается от грунтового песка при выемке из карьера, при транспортировке часть гравия измельчается и разрушается и что 30...40% его больше или меньше номинального размера. Кроме того, смешение гравия и песка происходит так же во время эксплуатации скважины в том случае, если гравий велик и не может остановить движение песка.

Данные по изменению проницаемости смеси различного размера гравия с песком (Оклахома, пласт № 1) приведены в таблице 2. Эти данные показывают, что при определенных пропорциях смешивания гравия и песка проницаемость смеси может быть меньше проницаемости песка. В забойных условиях (при сжатии породы) смешивание приводит к еще большей потере пористости и проницаемости. Эффект от смешения

песка и гравия значителен. Значения проницаемости сжатых смесей приведены в таблице 3, из которой видно, что проницаемость смесей песка с гравием размером 0.25...0.42 выше, чем у остальных.

Результаты экспериментальных работ по оценке способов снижения выноса песка из несцементированных неоднородных пластов показывают, что применение фильтров в обсаженном стволе требует создания гравийной набивки в кольцевом зазоре между фильтром и колонной, в перфорированном канале и за обсадной колонной. Причем размер гравия должен быть выбран таким, чтобы исключить перемешивание гравийной обсыпки с пластовым песком за счет миграции и интрузии песка, т.е. $D/d = 4...5$. Снижения производительности скважин можно, в этом случае, избежать путем увеличения размера и количества перфорационных отверстий.

При постановке фильтров в открытом стволе значительную роль играют потери давления на поверхности раздела гравия с пластом, и следует отметить, что наибольшая производительность и эффективность фильтра в открытом стволе достигаются тогда, когда вокруг него имеется набивка, которую можно создать подрушением песчаного массива пласта путем циклического изменения дебита.

При выборе конструкции фильтра, одновременно с возможностью обеспечения им надежной гидравлической связи в системе пласт-фильтр, решается и основная задача - предотвращение выноса песка в скважину. Следует отметить, что предотвращение выноса песка означает, что при оптимальном установившемся режиме работы скважины фильтр удерживает частицы скелета пласта, но пропускает мелкодисперсные и глинистые частицы.

Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$K_{\text{смеси}} / K_{\text{песка}}$	Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$K_{\text{смеси}} / K_{\text{песка}}$
0.25-0.42	0	11.1	1.0	0.84-2.0	5	11.1	1.00
	15	9.8	0.88		15	12.7	1.02
	25	10.2	0.92		25	16.3	1.47
	40	12.9	1.16		40	12.8	1.15
	50	17.2	1.55		60	28.1	2.53
	75	32.4	2.92		75	67.0	6.04
	100	69.0	6.22		100	652.0	58.7
0.42-0.84	5	10.0	0.90	2.0-2.38	5	12.1	1.09
	15	10.0	0.90		15	0.1	0.91
	25	1.0	0.99		25	14.3	1.29
	40	15.3	1.38		35	17.3	1.56
	75	36.6	3.30		50	14.0	1.26
	100	170.8	15.4		100	1969.9	177.3

K - коэффициент проницаемости

Таблица 3

Значения проницаемости сжатых смесей

Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$K_{смеси} / K_{песка}$	Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$K_{смеси} / K_{песка}$
0.25-0.42	0	8.74	1.0	0.84-2.0	10	7.3	0.84
	10	7.9	0.9		25	4.5	0.51
	15	7.7	0.88		40	2.9	0.33
	25	6.3	0.72		100	517.4	59.2
	50	7.1	0.81	2.0-2.38	10	7.4	0.85
	75	17.3	1.98		25	4.7	0.54
	100	69.7	7.97		40	3.0	0.34
0.42-0.84	15	5.5	0.63		70	5.5	0.63
	40	3.5	0.40		100	2020.0	231.1
	75	5.7	0.65				
	100	120.7	13.81				

В период запуска скважины картина несколько иная - пропускается и часть скелетообразующих частиц до того момента, пока на фильтрующей оболочке не образуется естественный фильтр из отсортированных крупных фракций. От количества и размера вынесенных частиц в большей степени зависит формирование прифильтровой зоны, а, следовательно, $\zeta_{2фк}$ и $\zeta_{2н}$.

Предложены следующие зависимости:

$D_0 = (3...4.5) d_{90}$ - для круглых отверстий и

$T = (2...3) d_{90}$ - для ширины прямоугольной щели,

где D_0 - диаметр отверстия, мм;

t - ширина щели, мм;

d_{90} - диаметр песчаных частиц, меньше которого в породе содержится 90% фракций, мм.

Изучение условий выноса песчаных частиц через проходные сечения в дырчатых, сетчатых и щелевых фильтрах при работе их как в однородных, так и в разнородных по крупности песках, позволило рекомендовать эмпирические зависимости для определения размеров отверстий, приведенных в таблице 4 [34].

Проволочно-каркасные фильтры фирмы «Джонсон» предусматривают ширину щели в зависимости от гранулометрического состава

пород и рассчитаны на пропуск 50-70% мелких фракций ($\delta = d_{50-70}$) с предположением, что оставшаяся часть обеспечит создание надежно работающего естественного фильтра. В случае залегания над продуктивным горизонтом мелкозернистых песков плавунного характера, выносимые фракции необходимо уменьшить до 30% ($\delta = d_{30}$) [35].

Экспериментальные данные, полученные при определении оптимального способа снижения выноса песка из несцементированного илистого песчаного пласта с созданием естественной гравийной обсыпки из крупных фракций песка, показывают, что лучшие результаты получены при размере меньшей щели, рассчитанной на первоначальный пропуск 95% мелких фракций $\delta = d_{95}$. Следует отметить, что эти данные приведены для трехслойного проволочно-каркасного фильтра фирмы «Джонсон», у которого размеры щели уменьшаются от наружного слоя к внутреннему в отношениях 3:2:1. Снижение выноса песка из слабосцементированного пласта на Анастасиевско-Троицком месторождении удалось добиться применением двухслойных проволочно-каркасных фильтров конструкции НПО «Термнефть». Размер щели принимался:

Таблица 4

Размеры отверстий фильтров в зависимости от коэффициента неоднородности и их среднего диаметра

Тип фильтра	Рекомендуемые размеры отверстий фильтров	
	в однородных породах и обсыпках, $K_n < 2$	в неоднородных породах и обсыпках, $K_n > 2$
Дырчатый	$(2.5-3) d_{cp}$	$(3-4) d_{cp}$
Сетчатый	$(1.5-2) d_{cp}$	$(2-2.5) d_{cp}$
Щелевой	$(1.25-1.5) d_{cp}$	$(1.5-2) d_{cp}$
Проволочный	$1.25 d_{cp}$	$1.5 d_{cp}$

Примечание: Меньшие значения коэффициентов при K_{cp} и K_{50} относятся к мелкозернистым породам, а большие - к крупнозернистым.

на наружном слое фильтрующей оболочки раскрытостью 0.25 мм, равный или больше диаметра зерен песка в 95% точке по интегральной кривой гранулометрического состава ($\delta_{\text{нор}} = d_{95}$), а на вну-

треннем - 0.15 мм. Внутренний зазор больше диаметра зерен песка в 50% точке, но меньше половины диаметра зерен в 85% точке интегральной кривой $d_{50} < \delta_{\text{внутр}} < d_{85}$.

Выводы

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. При исследовании пескопроявлений из слабосцементированных и рыхлых пластов с коэффициентом неоднородности более 10 сделаны следующие выводы. Частицы, которые составляют структуру породы, не должны выноситься из пласта за счет применения фильтра. Практически это означает, что фильтр должен не пропускать 85-75% (по весу) более крупных фракций песка. Для сохранения общей устойчивости скелета пласта можно допустить вынос мелких частиц не более 15-25% (по весу).

Литература

1. Близнюков, В. Ю., Гилаев, А. Г., Гилаев, Г. Г. (2010). Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с аномально высокими пластовыми давлениями. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 6, 50-54.
2. Гилаев, Г. Г. (2004). Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. *Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Тюмень*.
3. 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.
4. 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.
5. Султанмагомедов, Т. С., Бахтизин, Р. Н., Султанмагомедов, С. М. (2020). Исследование перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.
6. 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.
7. 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.
8. Бахтизин, Р. Н., Каримов, Р. М., Мастобаев, Б. Н. (2016). Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.
9. Климов, В. В. (2014). Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн. Точность и инструментальная преемственность для скважин произвольного профиля. *Oil&Gas Journal Russia*, 5 (83), 36 – 39.
10. Близнюков, В. Ю., Гилаев, А. Г., Исламов, Р. Ф. и др. (2010). Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 9, 15-21.
11. Близнюков, Ю. В., Гилаев, А. Г., Гилаев, Г. Г. и др. (2010). 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*, 1, 17-22.
12. Привалихин, Р. С. (2011). Напряженное состояние в зоне контакта двух цилиндрических тел конечной длины. *Общие проблемы машиностроения. СФУ, Красноярск*, 10, 599 – 603.
13. Близнюков, Ю. В., Гилаев, А. Г., Моллаев, З. Х. и др. (2010). Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление. *Инженер-нефтяник*, 3, 5-9.
14. Хабибуллин, М. Я. (2020). Совершенствование процесса солянокислотной обработки сква-

жин применением новейших технологий и оборудования. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(10), 128-134.

15. Firme, P. A., Pereira, F. L., Roehl, D., Romanel, C. (2016). A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*, 3, 2555-2564.

16. Lee, H., Ong, S., Azeemuddin, M. (2012). A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 96-97, 109-119.

17. Aregbe, A. G. (2017). Wellbore Stability Problems in Deepwater Gas Wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 5(4), 626-647.

18. 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.

19. Близнюков, В. Ю., Гилаев, А. Г., Гилаев, Г. Г. и др. (2010). Обоснование условий расчета и выбора прочностных характеристик эксплуатационных колонн сладковско-морозовской группы месторождений. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 2, 31-38.

20. Behnia, M.L., Seifabad, M.C. (2018). Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability. *Environmental Earth Sciences*, 77(18), 567-578.

21. Cai, M. (2011). Rock mass characterization and rock property variability considerations for tunnel and cavern design. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 44(4), 379-399.

22. Gaede, O., Karrech, A., Regenauer-Lieb, K. (2013). Anisotropic damage mechanics as a novel approach to improve pre- and post-failure borehole stability analysis. *Geophysical Journal International*, 193(3), 1095-1109.

23. Gao, D., Sun, L., Lian, J. (2010). Prediction of casing wear in extended reach drilling. *Petroleum Science*, 10, 494-501.

24. Garkasi, A., Yanghua, X., Gefri, L. (2010). Casing wear in extended reach and multilateral wells. *World Oil*, 6, 135-140.

25. Jiabin, L., Yongga, M., Tianmin, S. (2008). Research on Mechanism of Casing Wear in Sliding-Impact Wear Condition. *Advanced Tribology: Proceedings of CIST*, 87(7), 980-984.

26. Lu, H., Kim, E., Gutierrez, M. (2019). Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 94(8), 327-332.

27. Khabibullin, M. Ya. (2019). Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 042012.

28. 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.

29. Хабибуллин, М. Я. (2020). Метод термокислотного импульсирования для увеличения нефтеотдачи. *Нефтегазовое дело*, 18(4), 58-64.

30. Khabibullin, M. Ya. (2019). Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry» 4. Mechatronics, Robotics and Electrical Drives*, 052012.

31. 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.

32. Khabibullin, M. Ya. (2019). Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 042013.

33. Manshad, A., Jalalifar, H., Aslannejad, M. (2014). Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4, 359-369.

34. Каменев, П. А., Богомолов, Л. М. (2017). О распределении по глубине коэффициента внутреннего трения и сцепления в массивах осадочных пород о. Сахалин. *Геофизические исследования*, 18(1), 5-19.

35. Zhang, J., Lu, Y. (2019). Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Yanshilixue Yu Gongcheng Xuebao. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 38, 2831-2839.

References

1. Bliznyukov, V. Yu., Gilaev, A. G., Gilaev, G. G. (2010). Analysis of production casing disturbances during the development of sand-producing productive formations with abnormally high reservoir pressures. *Construction of oil and gas wells onshore and offshore*, 6, 50-54.
2. Gilaev, G. G. (2004). Development of theory and practice of production of hard-to-recover hydrocarbon reserves in complex fields. *Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. Tyumen*.
3. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Prospects for the use of acid gel for proppant injection in the process of hydraulic fracturing of carbonate formations in the Samara region. *Oil industry*, 8, 54-57.
4. 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.
5. Sultanmagomedov, T. S., Bakhtizin, R. N., Sultanmagomedov, S. M. (2020). Study of pipeline movements in permafrost soils. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.
6. 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.
7. 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.
8. Bakhtizin, R. N., Karimov, R. M., Mastobaev, B. N. (2016). Generalized flow curve and universal rheological model of oil. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.
9. Klimov, V. V. (2014). Interpretation of casing profile data. Accuracy and instrumental consistency for wells of arbitrary profile. *Oil & Gas Journal Russia*, 5 (83), 36 - 39.
10. Bliznyukov, V. Yu., Gilaev, A. G., Islamov, R. F. et al. (2010). Methods for preventing and eliminating sand production in production wells. *Onshore and offshore oil and gas well construction*, 9, 15-21.
11. Bliznyukov, Yu. V., Gilaev, A. G., Gilaev, G. G. et al. (2010). Sand production in production wells and casing failure. assessment of the regularities of the distribution of reservoir, pore pressures along the section of the wells of the Sladkovsko-Morozov group of fields. *Construction of oil and gas wells onshore and offshore*, 1, 17-22.
12. Privalikhin, R. S. (2011). Stress state in the contact zone of two cylindrical bodies of finite length. *General problems of mechanical engineering. Siberian Federal University, Krasnoyarsk*, 10, 599 – 603.
13. Bliznyukov, Yu. V., Gilaev, A. G., Mollaev, Z. Kh. et al. (2010). Influence of physical and mechanical properties of the reservoir and the drop in reservoir pressure on sand production. *Petroleum Engineer*, 3, 5-9.
14. Khabibullin, M. Ya. (2020). Improving the process of hydrochloric acid treatment of wells using the latest technologies and equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources*, 331 (10), 128-134.
15. Firme, P. A., Pereira, F. L., Roehl, D., Romanel, C. (2016). A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*, 3, 2555-2564.
16. Lee, H., Ong, S., Azeemuddin, M. (2012). A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 96-97, 109-119.
17. Aregbe, A. G. (2017). Wellbore Stability Problems in Deepwater Gas Wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 5 (4), 626-647.
18. 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: history of discovery and prospect of prospecting. *Oil industry*, 10, 38-40.
19. Bliznyukov, V. Yu., Gilaev, A. G., Gilaev, G. G. et al. (2010). Substantiation of the conditions for calculating and choosing the strength characteristics of the production strings of the Sladkovsko-Morozov group of fields. *Construction of oil and gas wells onshore and offshore*, 2, 31-38.
20. Behnia, M. L., Seifabad, M. C. (2018). Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability. *Environmental Earth Sciences*, 77 (18), 567-578.
21. Cai, M. (2011). Rock mass characterization and rock property variability considerations for tunnel and cavern design. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 44 (4), 379-399.
22. Gaede, O., Karrech, A., Regenauer-Lieb, K. (2013). Anisotropic damage mechanics as a novel approach to improve pre- and post-failure borehole stability analysis. *Geophysical Journal International*, 193 (3), 1095-1109.
23. Gao, D., Sun, L., Lian, J. (2010). Prediction of casing wear in extended-reach drilling. *Petroleum Science*, 10, 494-501.

24. Garkasi, A., Yanghua, X., Gefri, L. (2010). Casing wear in extended reach and multilateral wells. *World Oil*, 6, 135-140.
25. Jiabin, L., Yongga, M., Tianmin, S. (2008). Reserch on Mechanism of Casing Wear in Sliding-Impact Wear Condition. *Advanced Tribology: Proceedings of CIST*, 87 (7), 980-984.
26. Lu, H., Kim, E., Gutierrez, M. (2019). Monte Carlo simulation (MCS) -based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 94 (8), 327-332.
27. Khabibullin, M. Ya. (2019). Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 042012.
28. Gilaev, G. G., Khismetov, T. V., Bernshtein, A. M. et al. (2009). Application of heat-resistant well killing fluids based on oil emulsions. *Oil industry*, 8, 64-67.
29. Khabibullin, M. Ya. (2020). Thermal Acid Pulsing Method for Enhanced Oil Recovery. *Oil and Gas Business*, 18 (4), 58-64.
30. Khabibullin, M. Ya. (2019). Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry» 4. Mechatronics, Robotics and Electrical Drives*, 052012.
31. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Prospects for the use of acid gel for proppant injection in the process of hydraulic fracturing of carbonate formations in the Samara region. *Oil industry*, 8, 54-57.
32. Khabibullin, M. Ya. (2019). Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 042013.
33. Manshad, A., Jalalifar, H., Aslannejad, M. (2014). Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4, 359-369.
34. Kamenev, P. A., Bogomolov, L. M. (2017). On the depth distribution of the coefficient of internal friction and cohesion in sedimentary rock massifs about. Sakhalin. *Geophysical Research*, 18 (1), 5-19.
35. Zhang, J., Lu, Y. (2019). Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Yanshilixue Yu Gongcheng Xuebao. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 38, 2831-2839.

Исследование процесса сопротивления фильтров обсадных колонн при их контакте с горной породой

Г.Г. Гилаев¹, М.Я. Хабибуллин^{*2}, Р.Н. Бахтизин³

¹Кубанский государственный технологический университет, Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия; ²Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьский, Россия; ³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Анализ теоретических решений и экспериментальных данных, приведенных в многочисленной литературе, по обоснованию выбора соотношения размера гравия по отношению к размеру пластового песка показал, что с развитием методов эксперимента и накоплением лабораторных и промысловых данных это соотношение имеет тенденцию к уменьшению. При постановке фильтров в открытом стволе значительную роль играют потери давления на поверхности раздела гравия с пластом, и следует отметить, что наибольшая производительность и эффективность фильтра в открытом стволе достигаются тогда, когда вокруг него имеется набивка, которую можно создать подрушением песчаного массива пласта путем циклического изменения дебита. При выборе конструкции фильтра, одновременно с возможностью обеспечения им надежной гидравлической связи в системе пласт-фильтр, решается и основная задача - предотвращение выноса песка в скважину. Изучение условий выноса песчаных частиц через проходные сечения в дырчатых, сетчатых и щелевых фильтрах при работе их как в однородных, так и в разнородных по крупности песках, позволило рекомендовать эмпирические зависимости для определения размеров отверстий.

Ключевые слова: пористая среда; крупная фракция; песок; частица; скважина.

Qoruyucu kəmərlər süzgəclərinin dağ süxurları ilə təması zamanı müqavimət prosesinin tədqiqi

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

¹Kuban Dövlət Texnologiya Universiteti; Neft, qaz və Energetika İnstitutu, Rusiya (Krasnodar); ² Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin filiali Ooktyabrsk, Rusiya; ³Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Çoxsaylı ədəbiyyatlarda verilən lay qumu ölçüsünə görə çınqıl ölçüsü nisbətinin seçilməsinin əsaslandırılmasına dair nəzəri həllərin və eksperimental məlumatların təhlili göstərmişdir ki, bu nisbət eksperiment üsullarının inkişafı, laboratoriya və mədən məlumatlarının yığılması ilə azalmağa doğru gedir. Açıq lülədə süzgəclərin qoyulması zamanı lay ilə çınqıl bölməsinin səthindəki təzyiq itməsi əhəmiyyətli rol oynayır. Qeyd etmək lazımdır ki, açıq lülədə süzgəcin ən böyük məhsuldarlığı və effektivliyi süzgəcin ətrafında layın qum massivinin debitin (dövrü) (tsiklik) dəyişməsi yolu ilə dağıdılması ilə) yaradıla bilən kəmərlər olduqda əldə edilir. Süzgəc konstruksiyasının seçimi zamanı onların vasitəsilə lay-süzgəc sistemində etibarlı hidravlik əlaqənin təmin edilməsi imkanı ilə yanaşı, əsas məsələ – quyuya qumun gəlməsinin qarşısının alınması da həll olunur. Dəşikli, torlu və yarıqlı süzgəclərin həm bircinsli, həm də böyüklüyünə görə müxtəlif cinsli qumlarda işləməsi zamanı keçid kəsiklərindən qum hissəciklərinin quyuya gəlməsi şərtlərinin öyrənilməsi, dəliklərin ölçülərinin müəyyən edilməsi üçün empirik asılılıqların tövsiyə edilməsinə imkan vermişdir.

Açar sözlər: məsaməli mühit; böyük fraksiya; qum; hissəcik; quyuy.