

УДК 622.276.63

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕНИЯ ОЧИСТКИ
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СОЛЯНОКИСЛОТНЫМ РАСТВОРОМ
НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ХАСЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE RESULTS OF CLEANING THE BOTTOMHOLE
ZONE WITH A HYDROCHLORIC ACID SOLUTION
ON THE PRODUCTION WELLS OF THE KHASYREYSKOYE FIELD**

Радзиевский Георгий Анатольевич

студент
направления подготовки Нефтегазовое дело
Ухтинский государственный технический университет
79121296789@yandex.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и
газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличения системы трещин или каналов для облегчения притоков и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта. Химические методы воздействия на ПЗС целесообразно применять только в тех случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложения которых обусловили ухудшение проницаемости ПЗС, как например, соли или железистые отложения и др. Основным методом воздействия на призабойную зону скважин, доказавшим свою высокую эффективность и успешно применяемым на многих месторождениях, является солянокислотная обработка, которая нашла широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для её применения пластовых условий. В статье описана технология и проанализированы результаты проведения очистки призабойной зоны солянокислотным раствором на добывающих скважинах Хасырейского месторождения.

Ключевые слова: очистка призабойной зоны скважины солянокислотным раствором; физико-химические основы СКО; виды СКО; количество кислоты и её концентрация; время выдерживания соляной кислоты в пласте и режимы закачки; приготовление рабочих растворов; анализ эффективности солянокислотных обработок.

Radzievsky Georgy Anatolievich

Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
79121296789@yandex.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Department of Development and
Operation of Oil and Gas Fields and
Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. To reduce filtration resistance, it is necessary to implement measures to influence the near wellbore zone to increase permeability, improve connectivity with the wellbore and increase the system of fractures or channels to facilitate inflows and reduce energy losses in this limited area of the formation. Chemical methods of stimulating the near wellbore zone are advisable only in cases when it is possible to dissolve the formation rock or elements, the deposits of which have caused the deterioration of the near wellbore permeability, such as salts or ferruginous deposits, etc. Hydrochloric acid treatment, which is successfully used in many fields, is widespread due to its comparative simplicity, low cost and often favorable reservoir conditions for its application. The article describes the technology and analyzes the results of cleaning the bottomhole zone with hydrochloric acid solution on the production wells of the Khasyreyskoye field.

Keywords: cleaning the bottomhole zone of the well with hydrochloric acid solution; physical and chemical foundations of the hydrochloric acid treatment; types of hydrochloric acid treatment; amount of acid and its concentration; retention time of hydrochloric acid in the formation and injection modes; preparation of working solutions; analysis of the effectiveness of hydrochloric acid treatments.

Физико-химические основы солянокислотной обработки

Воздействие соляной кислотой на продуктивные породы происходит вследствие растворения в них известняка и доломита, что ведёт к появлению каналов растворения. Реакции соляной кислоты с известняком и доломитом:



Установлено, что скорость растворения карбоната кальция в соляной кислоте зависит от концентрации кислоты. При этом до остаточной концентрации 1,5–2,0 % скорость растворения прямо пропорциональна концентрации, что позволяет отнести данную реакцию к реакциям первого порядка. Однако при более глубокой нейтрализации скорость реакции уменьшается.

Результаты исследования влияния давления и температуры на скорость растворения карбонатной породы в соляной кислоте, находящейся на горизонтальной поверхности образца и на вертикальной, существенно различаются. Так, если по данным Б.Г. Логинова скорость реакции при увеличении давления до 6 МПа замедляется в 60 раз, то по данным М.И. Максимова – в 10 раз. Исследования в сопоставимых условиях с одинаковыми образцами пород, но при различных положениях поверхностей, взаимодействующих с кислотой, подтвердили полученные расхождения. Это объясняется тем, что при взаимодействии кислоты с боковой поверхностью образцов породы возникающее движение раствора вдоль поверхности усиливает массообмен, особенно интенсивно в верхней части образца.

С повышением температуры скорость реакции карбоната кальция с соляной кислотой увеличивается. Наибольшая скорость реакции наблюдается при температуре от 20 до 35 °С.

Влияние скорости движения кислоты на скорость растворения карбонатной породы в соляной кислоте при движении в щелях исследовали А.Н. Баррон, а при движении в каналах круглого сечения – М.Ф. Путилов.

Результаты исследований А.Н. Баррона подтверждают увеличение скорости растворения карбонатной породы с увеличением скорости движения кислоты в щелях с гладкими поверхностями. Однако для анализа процессов в пласте полученные данные не представляют интереса, так как гладкие поверхности в пластах маловероятны.

Пластовым условиям полнее соответствует модель М.Ф. Путилова, который исследовал влияние давления и скорости движения кислоты на входном участке круглого канала, где движение характеризуется неустановившимся профилем распределения скоростей. Установлено, что канал растворения, образующийся в образцах реальных карбонатных пород, при прокачке кислоты как бы состоит из набора входных и выходных участков сложной формы, что при движении кислоты в таких условиях маловероятно.

Влияние давления при движении кислоты в этом случае менее существенно, а скорость реакции зависит от скорости движения кислоты в интервале режимов движения с числом Рейнольдса до 250. Это свидетельствует о том, что при структуре потока кислоты с неустановившимся профилем распределения скоростей скорость реакции определяется диффузией, т.е. скоростью подвода частиц в зону реакции. В пластовых условиях скорости движения кислоты могут быть в десятки и сотни раз больше наблюдавшихся в опытах М.Ф. Путилова, поэтому проведение исследований при режимах движения с большим числом Рейнольдса является актуальной задачей.

Наличие осадкообразующих примесей в соляной кислоте повышает эффективность солянокислотных обработок, способствуя формированию отдельных каналов растворения свищеобразной формы и увеличению скорости их развития. Следовательно, если в пористую карбонатную среду закачивается соляная кислота, содержащая хотя бы одну осадкообразующую примесь, то в результате даже в идеально однородном карбонатном коллекторе развиваются отдельные вытянутые вглубь каналы, а не каверна, что обеспечивает высокий прирост дебитов скважин.

Таким образом, соляная кислота, содержащая осадкообразующие примеси, является более эффективным реагентом для воздействия на карбонатные породы, чем не содержащая их или с добавками стабилизаторов.

Виды солянокислотной обработки

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы: кислотные ванны, простые кислотные обработки, серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны. Применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и другие. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объём кислотного раствора должен быть равен объёму скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15–20 %), так как его перемешивание на забое не происходит. Время выдержки для нейтрализации кислоты для данного месторождения устанавливается опытным путём по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе. Обычно время выдержки составляет 16–24 часа.

Простые кислотные обработки – наиболее распространённые, осуществляются задавкой раствора HCl в призабойную зону скважины. При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счёт наращивания объёма закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счёт увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора – 12 %, максимальная – 20 %.

Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными продуктами предприятий нефтехимии. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчётного объёма раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объёме, равном объёму НКТ. В качестве продавочной жидкости обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ для нагнетательных скважин.

Увеличение исходной концентрации – недостаточно эффективный способ, так как он вызывает коррозию металла и оборудования, способствует образованию нерастворимых осадков в продуктах реакции. Увеличение скорости закачки считается эффективным средством, но оно лимитируется поглотительной способностью скважины и мощностью применяемого насосного оборудования. Применение добавок – более эффективное средство. Количество уксусной кислоты в растворе, применяемом для замедления, увеличивают в несколько раз по сравнению с необходимым для стабилизации.

Кислотная обработка под давлением. При простых СКО кислота проникает в хорошо проницаемые прослои, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослои остаются неохваченными. Для устранения этого применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом чётко выраженные высокопроницаемые прослои изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослои буфера – высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты. СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО. Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжёлой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию. Эмульсия в объёме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере. Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объём эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCl объёмом, равным внутреннему объёму НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления.

После рабочего раствора HCl без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объёмом, равным объёму НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

Термокислотные обработки. Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCl. Обычно в наконечник загружают от 40 до 100 кг магния в зависимости от обрабатываемого интервала пласта и желаемой температуры. При этом прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ного раствора HCl.

Существуют два вида обработки.

Термохимическая обработка ПЗС – обработка горячей кислотой, при которой для растворения магния подаётся избыточное количество кислоты для растворения карбонатов породы пласта так, чтобы сохранялась концентрация HCl 10–12 %.

Термокислотная обработка ПЗС – сочетание термохимической и непрерывно следующей за ней кислотной обработки ПЗС. Причём кислотная обработка может быть как обычной, так и под давлением.

Скорость прокачки раствора HCl должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная остаточная кислотность раствора. Это условие трудно выполнимо, так как при прокачке кислоты через магний непрерывно изменяются его масса, поверхность соприкосновения с кислотой и др. Это затрудняет расчёт режима прокачки кислоты. Термохимические солянокислотные обработки ПЗС эффективны в скважинах с низкими пластовыми температурами, в призабойной зоне которых наблюдается отложение твёрдых углеводородов (смолы, парафины, асфальты). Этот вид обработки может быть применён как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных при достаточно высокой их карбонатности.

Поинтервальная или ступенчатая СКО. При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или общим открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала всегда положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. Другие прослои с ухудшенной гидропроводностью фактически остаются необработанными. В таких случаях применяют поинтервальную солянокислотную обработку, т.е. обработку каждого интервала пласта или пропластка. Для этого намечаемый для обработки интервал изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются непосредственно у границ интервала или пропластка. Эффективность обработки существенно зависит от герметичности затрубного цементного камня, предотвращающего перетоки нагнетаемого раствора HCl по затрубному пространству в другие пропластки. При открытых забоях намеченный для СКО интервал также выделяют с помощью пакерных устройств, используемых в испытателях пластов. После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

СКО терригенных коллекторов. Особенность СКО терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и тем более трещиноватых коллекторах.

В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур её проникновения близок к круговому. Однако радиус такого контура проникновения по толщине пласта будет различной в зависимости от проницаемости и пористости прослоев, которых в данном интервале может быть несколько. Другой особенностью СКО является то, что в карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объёма породы. Поэтому фронт нагнетаемого раствора растворяет эти карбонаты и нейтрализуется, а последующие порции раствора, двигаясь по порам, в кото-

рых карбонаты уже удалены, сохраняет свою первоначальную активность. Это приводит к тому, что при последующем дренировании из скважины сначала поступает концентрированный раствор HCl, а за ним нейтрализованная кислота. В пласты кислоту закачивают медленно для лучшего выщелачивания карбонатов и наибольшего растворения силикатных компонентов. Продавочной жидкостью обычно служит пресная вода с добавками ПАВ.

Количество кислоты и её концентрация

При проектировании солянокислотных обработок количество соляной кислоты принимается в зависимости только от эффективной толщины пласта и глубины создаваемых каналов, которая связана с объёмом растворяемой породы:

$$V_k = \frac{V_{\text{рас}} \cdot \rho_{\text{пор}}}{0,0137 \cdot \rho_k \cdot (C_0 + C_k)}, \quad (1)$$

где V_k – объём HCl, см³; $V_{\text{рас}}$ – объём растворённой породы, см³; $\rho_{\text{пор}}$ и ρ_k – плотности породы и кислоты; 0,0137 – количество CaCO₃, растворённого в 1 г 1 %-го раствора HCl, г; C_0 , C_k – начальная и конечная концентрации, %.

Для определения объёма растворённой породы необходимо знать число образующихся каналов и их форму.

Каналы в порово-кавернозных известняках имеют сложную форму. По мере движения соляной кислоты в каналах растворения снижается её концентрация и соответственно уменьшается скорость растворения породы, что приводит к уменьшению поперечных сечений каналов растворения, т.е. формированию конусообразных каналов. В горизонтальной плоскости каналы могут расширяться, что обуславливается фильтрацией соляной кислоты. Для каналов цилиндрической формы:

$$V_{\text{рас}} = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot L \cdot N}{4}, \quad (2)$$

где d – диаметр канала, см; L – глубина распространения кислоты, см; N – число каналов, развивающихся с одинаковой скоростью, $N = h \cdot n$ (h – толщина пласта, n – число отверстий на 1 м).

Подставив в формулу (1) значение объёма растворения из (2), получим:

$$V_k = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot \rho_{\text{пор}} \cdot L \cdot h \cdot n}{0,055 \cdot \rho_k \cdot (C_0 - C_k)}. \quad (3)$$

Если в зависимости (3) d заменить выражением $d = a \cdot \sqrt{Re} \cdot C_0 \cdot t$, то при $d_0 = 0$ получим:

$$V_k = \frac{\pi \cdot a^2 \cdot Re \cdot \rho_{\text{пор}} \cdot C_0^2 \cdot t \cdot L \cdot h \cdot n}{0,055 \cdot \rho_k \cdot (C_0 - C_k)}.$$

При полной нейтрализации кислоты $C_k = 0$, тогда:

$$V_k = \frac{\pi \cdot a^2 \cdot Re \cdot \rho_{\text{пор}} \cdot C_0^2 \cdot t \cdot L \cdot h \cdot n}{0,055 \cdot \rho_k}. \quad (4)$$

Из формулы (4) видно, что необходимое количество кислоты зависит не только от обрабатываемой толщины пласта h , но и от необходимой глубины каналов L , начальной концентрации C_0 и числа каналов n . Так, при воздействии соляной кислотой на пласт небольшой толщины с низкими коллекторскими свойствами высокий резуль-

тат достигается, если скважина соединена каналами с более проницаемой частью пласта, т.е. ставится цель создания более глубоких каналов растворения. Это возможно только в том случае, если количество кислоты на 1 метр вскрытой толщины пласта будет больше, чем принимается для воздействия в пластах с хорошими коллекторскими свойствами и большой толщины, когда для высокого эффекта достаточно создать неглубокие каналы.

Концентрированная кислота реагирует с металлом и растворяет сульфосоли, которые способны выпадать в осадок при дальнейшей нейтрализации кислоты. Поэтому концентрацию соляной кислоты рекомендуется снижать до 10–15 %.

С увеличением исходной концентрации кислоты глубина проникновения её в поровые каналы прямо пропорционально увеличивается. Применяя, например, кислоту 20 %-ной концентрации вместо 10 %-ной можно углубить каналы от 0,5 до 1 см, однако это не оказывает существенного влияния на прирост производительности скважины.

При фильтрации кислоты сквозь образцы реальных пород в поровых средах образовывались каналы растворения с диаметром поперечных сечений 1–2 мм. В таких каналах концентрация HCl за время её движения снижалась не более чем на 1–2 %. Следовательно, характер влияния исходной концентрации кислоты на глубину её проникновения практически не зависит от концентрации. А это значит, что применение концентрированной кислоты незначительно повышает производительность скважины.

Таким образом, применение кислоты концентрацией 10–14 % можно считать обоснованным.

Время выдерживания соляной кислоты в пласте и режимы закачки

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом стволе и сохранении объёма кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 часов, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15–30 °С – до 2 часов, при температуре 30–60 °С – 1,0–1,5 часа. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем это нужно для полной нейтрализации кислоты.

Известны две технологические схемы проведения солянокислотных обработок добывающих скважин. В соответствии с первой соляная кислота продавливается в пласт жидкостью в объёме, равном объёму насосно-компрессорных труб, и выдерживается в пласте на реакции до её нейтрализации. По второй схеме, предложенной В.М. Березиным, объём продавочной жидкости увеличивается на величину объёма породы, растворённой кислотой, закачанной в пласт при данной и всех предыдущих обработках. Скважины рекомендуется осваивать без выдержки кислоты на реакции.

При завершении кислотной обработки многообъёмной продавкой кислоты без выдерживания её на реакции не наблюдается прироста дебита скважины. Это объясняется тем, что применяемая кислота содержит осадкообразующие примеси (HF, Fe, ПБ-5) и степень снижения проницаемости за счёт коагуляционных явлений при этом выше, чем при выдерживании кислоты на реакции. В процессе выдерживания кислоты, содержащей осадкообразующие примеси, растворяется некоторый слой породы вокруг каналов растворения, где сосредоточено наибольшее количество частиц и создаётся скин-эффект.

Таким образом, при выборе рациональной технологии проведения кислотных обработок необходимо учитывать качество кислоты.

Наименование работ, производимых при обработке призабойной зоны скважины солянокислотным раствором

- Демонтаж лубрикатора, монтаж и опрессовка нагнетательной линии «ЦА 320 – лубрикаторная задвижка» давлением 20 МПа.
- Разрядка затрубья до появления нефтегазовой эмульсии.

- Закачка в НКТ на циркуляцию СКР (14 %), штуцерируя затрубье для создания давления 2,0–2,5 МПа.
- Закрытие затруба и закачка в НКТ на поглощение СКР (14 %) при $P_{уст} = 14 - 15$ МПа. Затрубное давление не должно превышать 20 МПа. При этом разрядку затрубья не производить. Определение приёмистости при закачке.
- Продавка СКР в пласт закачкой в НКТ на поглощение дегазированной нефтью при $P_{уст} = 14 - 16$ МПа. Затрубное давление не должно превышать 200 МПа.
- Время на реакции. Во время реакции демонтаж нагнетательной линии, монтаж лубризатора.
- Открытие НКТ на факельную линию через штуцерную камеру.
- Отработка скважины до выхода на фонтанный режим.
- При отсутствии фонтанного притока продолжить освоение скважины компрессором, учитывая текущее состояние скважины.

Схема расположения техники и оборудования при солянокислотной обработке приведена на рисунке 1.

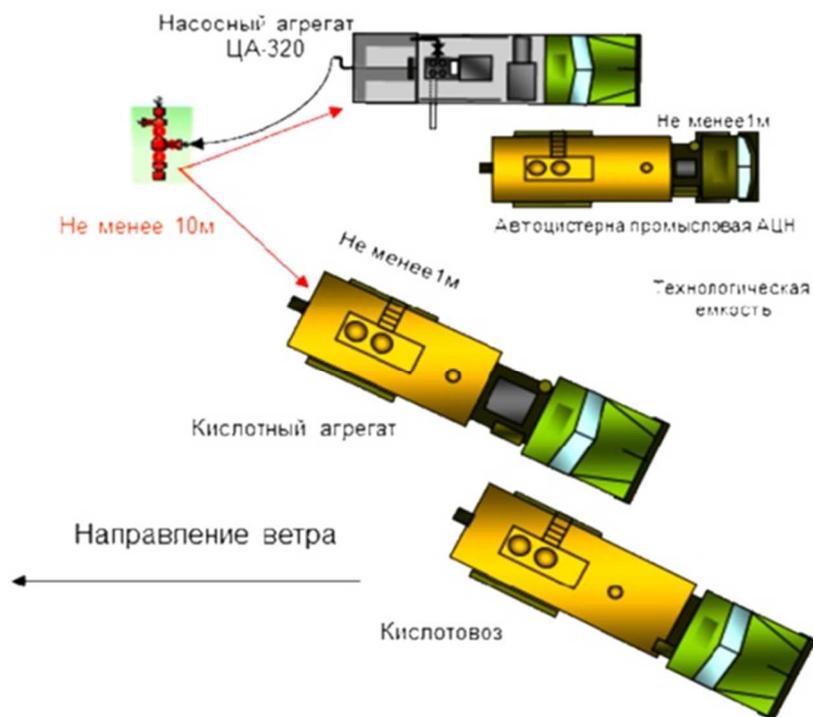


Рисунок 1 – Схема расстановки техники при кислотной обработке

Приготовление рабочих растворов

Радиус зоны обработки в трещинных коллекторах рассчитывается по зависимости:

$$R = \sqrt{\frac{q_i \cdot \tau}{\pi \cdot n \cdot \sigma} + R_{скв}^2}, \quad (5)$$

где q_i – темп закачки кислотного раствора из расчёта на 1 м толщины пласта, $m^3 / мин.$; τ – время нейтрализации кислоты в пласте, мин.; n – число трещин на 1 м толщины пласта; σ – средняя раскрытость трещин, м; $R_{скв}$ – радиус скважины, м.

При отсутствии данных о количестве и раскрытости трещин в пласте, может быть использован коэффициент вторичной пористости m_m :

$$R = \sqrt{\frac{q_i \cdot \tau}{\pi \cdot m_m \cdot \sigma} + R_{скв}^2}. \quad (6)$$

Учитывая ограниченное время нейтрализации кислоты в пласте, темпы её нагнетания должны быть максимально возможными.

Объём кислотного раствора для обработки определяется временем нейтрализации и темпами закачки в зависимости от радиуса обработки (радиуса загрязнённой зоны пласта). При отсутствии данных о размерах загрязнённой зоны пласта объём кислотного раствора выбирается из расчёта 0,3–0,5 м³ на один погонный метр эффективной толщины пласта для первичных обработок и 0,5–0,7 м³ – для повторных обработок, но не менее объёма лифта. При гидрокислотном разрыве пласта объём кислотного раствора может быть увеличен до 1 м³ на один метр интервала перфорации.

Рекомендуемые объёмы HCl на 1 м толщины пласта приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемые объёмы HCl на 1 м толщины пласта

Порода	Объём раствора	
	при первичных обработках	при вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4–0,6	0,6–1,0
Высокопроницаемые	0,5–1,0	1,0–1,5
Трещиноватые	0,6–0,8	1,0–1,5

Оптимальное количество кислоты для конкретной обработки можно определить по зависимости изменения давления закачки во времени.

В процессе первой обработки, как правило, увеличивается давление на устье скважины в начальный период. Затем оно стабилизируется на некотором уровне и падает вначале резко, а затем медленно. Это объясняется тем, что пока кислота внедряется в каналы с малой протяжённостью, сопротивления велики, производительность агрегатов превышает приёмистость и давление растёт. По мере развития каналов растворения в пласте сопротивление снижается, давление стабилизируется и падает вначале резко, а затем медленно. Уменьшение темпа снижения давления не означает, что развитие каналов прекратилось. Это связано с созданием больших поверхностей фильтрации, практически ликвидировавших сопротивления в призабойной зоне пласта. В этом случае при эксплуатации скважин после воздействия соляной кислотой будет обеспечиваться приток нефти без роста сопротивлений в призабойной зоне, а значит, если обработка производится с целью снижения этих сопротивлений, то поставленную задачу следует считать выполненной. Следовательно, количество кислоты, закачанной до резкого снижения давления, является оптимальным.

Таким образом, на каждом новом месторождении в период разведки и опытной эксплуатации рекомендуется поводить несколько обработок, оценивая динамику процесса и определяя оптимальное количество кислоты для различных зон пласта, необходимое для снижения сопротивлений в призабойной зоне пласта.

Приготовление растворов кислоты осуществляется в ёмкости кислотного агрегата или в специальных емкостях путём разбавления товарной кислоты доливом технической воды под уровень кислоты.

Продавка растворов в пласт осуществляется на максимально возможных расходах. Объём продавочной жидкости выбирается из условия продавки кислоты вглубь пласта в течение не менее 10 минут после закачки всей кислоты из скважины в пласт. По окончании продавки кислота выдерживается в пласте под давлением на реагирование с породой в течение времени, равном периоду нейтрализации за вычетом времени продавки.

После выдержки на реагирование производится запуск скважины в работу. При необходимости осуществляется обратная промывка скважины от продуктов реакции. Запуск скважины в работу рекомендуется осуществлять на малых штуцерах с постепенным переходом на оптимальный режим.

При отсутствии эффекта от обработки близлежащей зоны пласта проводятся повторные обработки для повышения охвата пласта воздействием. В качестве базового кислотного раствора в этом случае следует использовать концентрированную соляную кислоту с присадками. При отсутствии эффекта от повторных обработок проводится гидрокислотный разрыв пласта или поинтервальная обработка по специальной технологии. Необходимое технологическое оборудование и спецтехника приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Необходимое технологическое оборудование и спецтехника

Техническая вода	м ³
Дегазированная нефть	м ³
НСИ (37 %)	м ³
Кислотовоз	1 шт.
ЦА-320	1 шт.
Кислотный агрегат	1 шт.
АЦН 10	3 шт.
ППУ	1 шт.

Анализ эффективности кислотных обработок на Хасырейском месторождении

Анализ результатов опробования и исследования скважин на Хасырейском месторождении, полученных на поисково-разведочном этапе, свидетельствует о соответствии существующим требованиям проведённых работ по исследованию скважин на установившихся режимах. Исследования показали достаточно высокую продуктивность нефтяных скважин, а также высокую эффективность солянокислотных обработок пласта, когда дебит скважин после проведения СКО увеличился в несколько раз.

Из сводного отчёта о проделанной работе над фондом добывающих и нагнетательных скважин, были выбраны скважины, освоённые из бурения, на которых производилась очистка призабойной зоны пласта солянокислотным раствором. Скважины находились в эксплуатации в течение 4–6 суток после освоения для очистки ПЗП на естественном режиме с последующими гидродинамическими исследованиями (барометрия на кровле перфорированного интервала при различных забойных давлениях).

Основные геолого-технические данные скважин №№ 5006, 5007, 5015, 5024 и 5029 представлены в таблицах 3–7, данные по технологии обработок и их результаты представлены в таблице 8.

Таблица 3 – Основные геолого-технические данные скважин №№ 5006, 5007, 5015, 5024 и 5029

Номер скважины	5006	5007	5015	5024	5029
Категория скважины	в освоении из бурения				
Дебит, м ³ / с, × 10 ⁻³	1,33	2,15	1,5	132	1,6
Планируемый способ эксплуатации	фонтанный				
Плотность пластовой воды, г / см ³	1,125				
Газосодержание, м ³ / с, × 10 ⁻³	1,38				
Плотность нефти в стандартных условиях, г / см ³	0,862				
Плотность нефти в пластовых условиях, г / см ³	0,766				
Ожидаемое пластовое давление, МПа	21,5	21,5	21,2	23,2	23,2
Наличие сероводорода	отсутствует				
Искусственный забой, м	2832, ЦКОД	2393, ЦКОД	2910, ЦКОД	2708, ЦКОД	2899, ЦКОД
Давление опрессовки эксплуатационной колонны, МПа	20,0				

Таблица 4 – Конструкция скважины

Номер скважины		5006	5007	5015	5024	5029
Направление	диаметр	530 мм	530 мм	530 мм	426 мм	426 мм
	длина	10 м	10 м	10 м	10 м	10 м
Кондуктор	диаметр	426 мм	426 мм	426 мм	426 мм	324 мм
	длина	80 м	85 м	80 м	83 м	82 м
Техническая колонна	диаметр	324 мм	324 мм	324 мм	324 мм	245 мм
	длина	501 м	497 м	548 м	500 м	503 м
Промежуточная колонна	диаметр	245 мм	245 мм	245 мм	245 мм	245 мм
	длина	1835 м	1709 м	1960 м	1900 м	2093 м
Эксплуатационная колонна	диаметр	168 мм	168 мм	168 мм	168 мм	168 мм
	длина	2835 м	2396 м	2920 м	2719,5 м	2910 м

Таблица 5 – Эксплуатационная колонна

Номер скважины	5006	5007	5015	5024	5029
168 мм интервал, м (верх)	0	0	0	0	0
(низ)	2835	2396	2920	2719,56	2910
Толщина стенки, мм	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Марка стали	Д	Д	Д	Д	Д
V погонного метра эксплуатационной колонны, м ³	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71
ЦКОД интервал, м (верх)	2832	2393	2910	2708,45	2899
Башмак интервал, м (верх)	2835	2396	2920	2719,56	2910

Таблица 6 – Данные о перфорации скважин №№ 5006, 5007 и 5029

Интервалы перфорации, м		Тип перфоратора	Плотность перфорации, отв./м
верх	низ		
данные о перфорации скважины № 5006			
2420,5	2422,5	ПКТО-89 С	15,2
2425	2437,5	ПКТО-89 С	15,2
2438,5	2443,5	ПКТО-89 С	15,2
2446	2481	ПКТО-89 С	15,2
данные о перфорации скважины № 5007			
2198,5	2201	ПКТО-89 С	15,2
2202,5	2204,5	ПКТО-89 С	15,2
2206,5	2208,5	ПКТО-89 С	15,2
2214	2217,5	ПКТО-89 С	15,2
2218,5	2225,5	ПКТО-89 С	15,2
2227	2241	ПКТО-89 С	15,2
2246	2255,5	ПКТО-89 С	15,2
2258,5	2280,5	ПКТО-89 С	15,2
2281,5	2304,5	ПКТО-89 С	15,2
2306,5	2308,5	ПКТО-89 С	15,2
2317,5	2312,5	ПКТО-89 С	15,2
2338,5	2351,5	ПКТО-89 С	15,2
2354	2357	ПКТО-89 С	15,2
2371	2373	ПКТО-89 С	15,2
Эффективная перфорированная мощность			90,4 м
данные о перфорации скважины № 5029			
2640	2695	ПКТО-89 С	15,2
2716	2757	ПКТО-89 С	15,2
Общая перфорированная мощность			96 м

Таблица 7 – Данные о перфорации скважин №№ 5015 и 5024

Интервалы перфорации, м		Тип перфоратора	Плотность перфорации, отв./м	Мощность интервала перфорации, м	Эффективная перфорированная мощность, м
верх	низ				
данные о перфорации скважины № 5015					
2511	2521	ПКТО-89 С	15,2	10	8
2523,5	2554	ПКТО-89 С	15,2	30,5	24
2556	2573	ПКТО-89 С	15,2	17	11,5
2652	2675	ПКТО-89 С	15,2	23	11
			ИТОГО	80,5	54,5
данные о перфорации скважины № 5024					
2388	2422	ПКТО-89С	15,2	34	32
2425,5	2427,5	ПКТО-89С	15,2	2	1
2428	2439,5	ПКТО-89С	15,2	11,5	8,4
2452	2494	ПКТО-89С	15,2	42	39
			ИТОГО	89,5	80,4

Таблица 8 – Анализ эффективности кислотных обработок

Номер скважины	5007	5024	5006	5015	5029
Пластовое давление, МПа	21,5	23,2	21,5	21,2	23,0
Пластовая температура, °K	319	319	319	319	319
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168	168	168	168
Глубина спуска, м	2373	2494	2481	2675	2757
Параметры работы скважины					
До СКО					
Дебит, м ³ /с, × 10 ⁻³	2,15	1,32	1,33	1,50	1,60
Обводнённость, %	0,3	1,6	0	0	0,1
После СКО					
Дебит м ³ /с, × 10 ⁻³	3,12	2,48	2,85	2,11	2,86
Обводнённость, %	0,3	1,6	0,3	0,3	0,8
Увеличение дебита %	45	88	114	40	78
Объём кислотного раствора, м ³	45	40	18	36	43
Объёмная концентрация соляной кислоты в растворе, %	14	14	14	14	14
Общее время производства работ по ОПЗ пласта, час	26	22	21	23	24

Анализируя данные таблицы 8, видно, что суточный прирост дебита по пяти скважинам составил 475 м³, что составляет в среднем 70 % от первоначального показателя. Эффективность очистки призабойной зоны скважины составляет 100 %. На всех пяти скважинах достигнут положительный результат. На скважинах №№ 5006, 5015 и 5029 незначительно возрос процент обводнённости нефти.

Анализируя результаты обработок, по данным таблицы 8 следует отметить основными параметрами технологии обработки пласта, влияющими на результаты кислотных обработок, являются объём кислоты, её концентрация, скорость закачки и продавки в пласт и время выдержки на реагирование.

Основные выводы и рекомендации по повышению эффективности применяемых методов кислотного воздействия на пласт

Перед проведением обработок заблаговременно рекомендуется проводить оценку приёмистости пласта в целях планирования объёма и скорости закачки кислоты в пласт. Эти параметры технологии должны обеспечить проникновение кислоты вглубь пласта в химически активном состоянии на расстояние не менее расчётного радиуса зоны с ухудшенной проницаемостью. Целесообразно вначале задать объём кислоты из расчёта 0,2–0,3 м³ на 1 м интервала перфорации, а затем рассчитать радиус проникновения её в пласт, объём и скорость продавки с учётом времени нейтрализации кислоты в пласте.

При отсутствии данных о размерах скин-зоны объём продавки рекомендуют принять на 1,0–1,5 м³ больше суммарного объёма НКТ и объёма колонны под башмаком НКТ. Скорость продавки должна быть максимально возможной и определяться возможностями насосной техники и допустимым давлением в затрубном пространстве.

В качестве продавочной жидкости следует использовать лёгкую нефть или нефть этого же месторождения с использованием буферной пробки из лёгких нефтепродуктов в объёме 0,2–0,3 м³.

При повторных обработках объём кислоты должен быть увеличен в 1,5–2,0 раза по сравнению с предыдущей обработкой.

В работе М.И. Максимова рассмотрено два режима закачки кислоты: при постоянном расходе ($\Delta Q = \text{const}$) и при постоянном перепаде давления ($\Delta P = \text{const}$). При этом делается вывод, что при $\Delta Q = \text{const}$ первая порция кислоты проникает на наибольшее расстояние, а при постоянном перепаде давления $\Delta P = \text{const}$ глубина проникновения непрерывно увеличивается. Глубина проникновения с увеличением диаметра канала возрастает в первом случае в степени 1 / 2, во втором – в степени 3 / 2.

Следовательно, заданная глубина проникновения соляной кислоты при закачке её на режиме $\Delta P = \text{const}$ будет достигаться быстрее при применении меньшего количества кислоты, чем на режиме $\Delta Q = \text{const}$.

При применении одного агрегата режим $\Delta P = \text{const}$ обеспечивается некоторое время при первых кислотных обработках. При повторных обработках в подавляющем большинстве случаев процесс воздействия проходит на малоэффективном режиме ($\Delta Q = \text{const}$). С этим может быть связано большое количество малоэффективных повторных обработок (50–60 %).

Таким образом, одним из путей повышения эффективности кислотных обработок является осуществление закачки кислоты на режиме $\Delta P = \text{const}$. Вторую и третью обработки необходимо проводить с применением нескольких агрегатов.

Литература

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.] . – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснода: Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Освоєння нафтових і газових свердловин / А.І. Булатов [и др.] // Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] . – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] . – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
14. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
17. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Расчёт производительности вертикальных и горизонтальных скважин при возможном прорыве газа и воды // Сборник научных трудов «Гипотезы. Поиск. Прогнозы». – Краснодар. – Вып. 9. – С. 302–308.
18. Дроздов А.А., Савенок О.В. Анализ результатов солянокислотных обработок призабойной зоны пласта на добывающих скважинах Салюкинского месторождения // Сборник тезисов 75-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2021» (26–30 апреля 2021 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2021.
19. Гайсин М.Р., Фоломеев А.Е., Макатров А.К. Определение смачиваемости кернa месторождений Вала Гамбурцева различными методами // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 46–53.
20. Клейменов И.В. Геологическое обоснование перспектив применения термогазового воздействия на Хасырейском месторождении Вала Гамбурцева // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3 (63). – С. 12–16.

21. Липилина Д.С., Савенок О.В. Процесс освоения добывающей скважины в условиях Находкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 295–304.
22. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин Хасырейского месторождения // Материалы Международной научно-практической конференции «Научный потенциал вуза – производству и образованию», посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (4–5 декабря 2020 года, г. Армавир).
23. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
24. Создание технологической модели трещиноватых карбонатных коллекторов на примере Хасырейского месторождения Вала Гамбурцева / Е.А. Шатунова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 46–48.
25. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.
26. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students / A.I. Bulatov [et al.]. - Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. The practical course on the discipline of «Oil and gas well completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Development of oil and gas wells / A.I. Bulatov [et al.] // Science and practice: monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V., Berezovsky D.A. Designing acid treatment of reservoirs. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 86 p.
9. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results: tutorial. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
13. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a training manual. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.
14. Technology and principles of the development of multi-horizon fields / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells in the Sredne-Makarikhinskoye field // Bulatovkie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 30–38.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatovkie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
17. Griguletsky V.G., Korotkov S.V. Calculation of productivity of vertical and horizontal wells with possible gas and water breakthrough // Collection of scientific papers «Hypotheses. Search. Prognosis». – Krasnodar, 2000. – Issue 9. – P. 302–308.
18. Drozdov A.A., Savenok O.V. Analysis of the results of hydrochloric acid treatments of bottomhole formation zone in the producing wells of the Salukinskoye field // Abstracts of the 75th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2021» (26–30 april 2021, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2021.

19. Gaisin M.R., Folomeev A.E., Makatrov A.K. Determination of wettability of core of Gamburtsev Val fields by different methods // Territory Neftegaz. – 2011. – № 4. – P. 46–53.
20. Kleimenov I.V. Geological Substantiation of the Prospects for Application of Thermal-Gas Impact on Khasyreyskoye Field of Val Gamburtsev // Science and Technology in the Gas Industry. – 2015. – № 3 (63). – P. 12–16.
21. Lipilina D.S., Savenok O.V. The process of producing well development in the conditions of the Nakhodka field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 295–304.
22. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of technologies of penetration of productive formations and os-installation of wells in Khasyreyskoye oilfield // Materials of the International Scientific-Practical Conference «Scientific Potential of Higher Education – to production and education», dedicated to the 75th anniversary of the Soviet people's victory in the Great Patriotic War of 1941–1945. (December 4–5, 2020, Armavir).
23. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
24. Creation of technological model of fractured carbonate reservoirs on the example of Khasyreyskoye Vala Gamburtsev field / E.A. Shatunova [et al.] // Oil Economy. – 2007. – № 11. – P. 46-48.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of the database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt December 24, 2012. Registered in the Register of databases on February, 07, 2013.
26. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Patent of the Russian Federation № 2579039. Method of development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of filing: 24 April 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.