

УДК 622.276.72

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ НА УСИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



PREVENTION OF THE FORMATION OF INORGANIC SALTS ON THE USINSKOYE FIELD

Долингер Александр Александрович

студент
направления подготовки Нефтегазовое дело
Ухтинский государственный технический университет
dolinger11@icloud.com

Савенок Ольга Владимовна

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

Аннотация. Эффективность мер борьбы с отложением солей при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих солеотложения, с учётом геолого-физических условий залегания нефти, техногенных явлений и особенностей разработки нефтегазовых залежей и эксплуатации скважин. Основным направлением борьбы с отложением солей при добыче нефти должно быть их предупреждение, как постоянно действующая мера на основе оптимальных технологических решений, что требует научно-методического и системного подхода. В настоящее время в нефтепромысловой практике проблема предупреждения солевых отложений решается в основном за счёт ингибиторов защиты скважин и оборудования. Наряду с химическими методами борьбы с отложениями солей существуют и безреагентные, основанные на использовании физических явлений, защитных покрытий и т.д. В связи с этим в статье представлены некоторые методы предупреждения солеотложений.

Ключевые слова: общая характеристика проблемы борьбы с отложениями солей; определение зон образования отложений неорганических солей; предупреждение образования отложений неорганических солей; технология применения ингибиторов солеотложения; оптимизация ингибиторной защиты на скважинах Усинского месторождения.

Dolinger Alexander Alexandrovich

Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
dolinger11@icloud.com

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. The effectiveness of measures to combat salt deposition during oil production depends on an integrated approach to solving this problem. It is necessary to know the physical and chemical processes and causes of salt deposition, taking into account the geological and physical conditions of oil occurrence, man-made phenomena and the peculiarities of the development of oil and gas deposits and the operation of wells. The main direction of combating the deposition of salts during oil production should be their prevention, as a permanent measure based on optimal technological solutions, which requires a scientific, methodological and systematic approach. Currently, in oilfield practice, the problem of preventing salt deposits is solved mainly by inhibitors for protecting wells and equipment. Along with chemical methods of combating salt deposits, there are also reagent-free methods based on the use of physical phenomena, protective coatings, etc. In this regard, the article presents some methods for preventing salt deposits.

Keywords: general characteristics of the problem of combating salt deposits; determination of zones of formation of deposits of inorganic salts; prevention of the formation of deposits of inorganic salts; Scale inhibitors application technology; optimization of inhibitor protection at the wells of the Usinskoye field.

Общая характеристика проблемы борьбы с отложениями солей

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путём закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добычи нефти, которые вызваны образованием твердых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта и нефтепромысловом оборудовании. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоёмким подземным капитальным ремонтам, а в итоге к значительным потерям в добыче нефти.

Отложение солей происходят при всех способах эксплуатации, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами и установками электропогружных центробежных насосов. Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слою вала погружного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.д.

Межремонтный период работы механизированного фонда «солепроявляющих» скважин существенно уменьшается. Кроме того в результате роста обводнённости скважин образуются отложения солей в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти.

Самым распространённым видом отложений на нефтепромысловом оборудовании и добывающих скважинах являются осадки, содержащие в основном сульфат кальция (60–80 %) и карбонаты кальция и магния (5–16 %). Влага и углеводородные соединения составляют (5–25 %). При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие осадки называются гипсовыми отложениями. Если при этом в составе осадков содержится 15 % твёрдых и тяжёлых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные соединения.

Образование гипсовых отложений происходит в скважинах, объектом разработки которых являются девон и карбон. Структуры отложений в скважинах, эксплуатирующие продуктивные пласты, приуроченные к продуктивным пластам карбона и девона, изучены разными авторами. По результатам исследований выделены осадки трёх характерных видов:

1) плотные микро- и мелкокристаллические осадки. В поперечном сечении таких осадков не удаётся выделить отдельно слои, поскольку отложения представлены относительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов. В ряде случаев такие осадки имеют накипеобразный характер;

2) плотные осадки с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5–12 мм с включением твердых и жидких углеводородов. При поперечном срезе образца отложений из оборудования хорошо различим слой мелкозернистого осадка призматического или игольчатого строения. В этом слое преобладают кристаллы длиной 5–12 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими;

3) плотные крупнокристаллические осадки. Крупные игольчатые кристаллы гипса образуют каркас. Между крупными кристаллами длиной 12–25 мм находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном разрезе у этих отложений также можно заметить у стенки оборудования более плотный слой, а по мере удаления от поверхности соприкосновения с оборудованием доля крупных кристаллов увеличивается. В некоторых случаях в НКТ нет сплошных отложений гипса, а осадок представлен в виде одиночных друз кристаллов длиной 20–27 мм.

Отложения всех трёх видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, насосном оборудовании, клапанных узлах различного назначения, оборудовании системы сбора и подготовки нефти и воды.

Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакоплений. Из опыта добычи обводнённой нефти известны случаи образования мощных пробок из гипсовых отложений в НКТ длиной до несколько сотен метров, при этом практически полностью перекрывается проходное сечение труб.

Определение зон образования отложений неорганических солей

Для выбора технологически целесообразных и экономически выгодных способов предупреждения отложений солей необходимо знать состав и наиболее вероятные зоны их отложений. Это, прежде всего, относится к выбору химических методов и составов ингибиторов солеобразования. Для эффективного предупреждения кристаллизации солей и их удаления с поверхности оборудования ингибитор должен быть доставлен до начала интервала отложений. В частности, для предупреждения отложения гипса химические реагенты должны вводиться до интервала выпадения осадка. Знание расположения образования солеотложений крайне необходимо и для принятия оптимальных решений по ослаблению вредного влияния.

Обнаружение места отложений в промышленных условиях часто представляет непростую задачу. Решить её можно при условии систематического изучения фильтрационных характеристик пласта, призабойной зоны скважин, контроля за работой глубинно-насосного оборудования, систематического отбора проб и определения химического состава попутных вод, изменения дебита скважин и обводнённости добываемой жидкости.

Основное содержание промышленных исследований сводится к следующему:

- 1) выбор скважин для исследования истории их эксплуатации и ремонтов;
- 2) регулярное проведение гидродинамических исследований скважин и пластов на установившихся и неустойчивых режимах фильтрации;
- 3) получение профилей притока, термограмм, изучение распределения плотности жидкости в межтрубном пространстве;
- 4) систематическое изучение физико-химических свойств нефти и воды, оценка насыщенности попутных вод гипсом;
- 5) отбор образцов металла эксплуатационной колонны, цементного камня за колонной и породы продуктивного пласта боковым сверлящим керноотборником;
- 6) периодические исследования состояния эксплуатационной колонны акустическим цементомером и каверномером;
- 7) тщательный осмотр поднимаемых из скважины штанг, насосного оборудования НКТ на предмет обнаружения солеотложений и определения их толщины;
- 8) анализ динамики показателей работы окружающих скважин.

В промышленных условиях при добыче нефти проводятся систематические исследования скважин: замеры дебитов скважин, отбивка динамического уровня жидкости, снятие, определение обводнённости добываемой продукции, химический анализ попутной воды и др. Комплексный анализ получаемой информации позволяет своевременно рекомендовать и реализовать меры по предупреждению образований отложений. Кроме того, по этим данным можно определить зоны отложения гипса (рис. 1).

Видно, что в скважине выделены три зоны отложения гипса: призабойная зона скважины 1, приёмная 2 и напорная 3 части глубинно-насосной установки.

Отложения неорганических солей в трещинах призабойной зоны и перфорационных каналах приводит к уменьшению дебита скважины. Отложение солей будет происходить там, где поступают и перемешиваются несовместимые воды. По мере отложения солей приток воды в скважину уменьшается. В поровых каналах призабойной зоны пласта и перфорационных каналах, по которым фильтруется нефть, отложение солей не происходит.

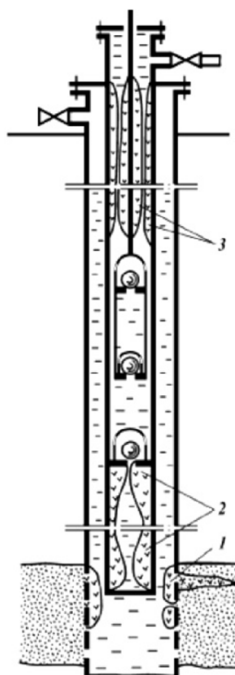


Рисунок 1 – Зоны отложения гипса в глубинно-насосной скважине

Снижение продуктивности пласта приводит к нарушению согласованной работы пласта и насоса – производительность работы насоса начинает превышать дебит скважины. При этом забойное давление и давление на приёме насоса будут снижаться, что приведет к интенсивному выделению газа из нефти. Отложения неорганических солей в приёмном клапане, отверстиях фильтра и хвостовике приводит к увеличению гидравлических сопротивлений в приёмной части насоса, что также ухудшает процесс заполнения цилиндра пластовой жидкостью.

Отложение неорганических солей в устьевой арматуре, НКТ и напорной части глубинно-насосного оборудования приводит к увеличению потерь на трение из-за сужения проходного сечения каналов движения.

Предупреждение образования отложений неорганических солей

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы, предотвращающие отложения, и методы борьбы с уже выпавшими осадками.

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам, с выявлением основных причин вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависит от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе попутных вод в состояние перенасыщения. Перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами может быть вызвано изменением температуры, давления, а также смешивание растворов солей различного состава с образованием нового раствора, в котором содержание ионов слаборастворимых солей оказывается в избытке.

Формирование отложений неорганических солей на поверхности оборудования также зависит от свойств подложки, электрокинетических и других физико-химических явлений происходящих на разделе поверхности фаз.

В реальных технологических процессах добычи, сбора и подготовки нефти многие явления происходят одновременно, что усложняет исследования формирования отложений в целом.

Существенные затруднения в выявлении причин выпадения солей возникают из-за отсутствия систематической достоверной информации по гидрохимическим и гидрогеологическим изменениям на разрабатываемых объектах в течение длительного времени.

Общепринятой классификации способов предупреждения отложения неорганических солей нет. Представляет интерес классификация способов предупреждения отложения неорганических солей представленная на рисунке 2.

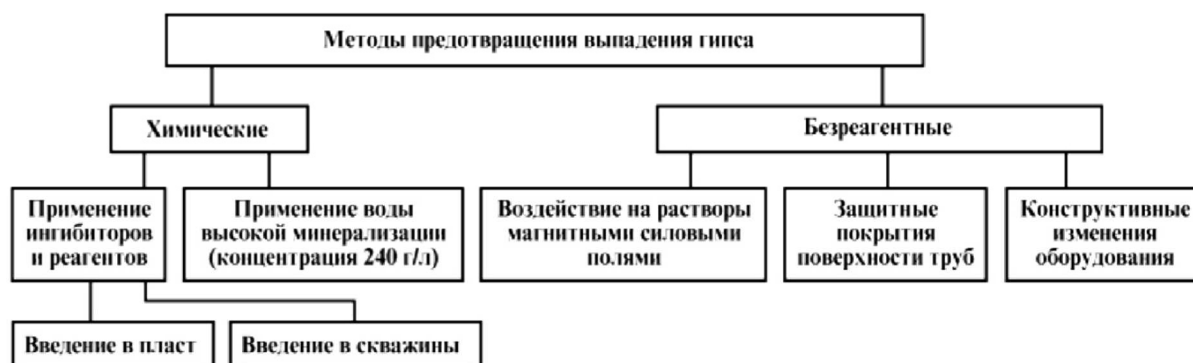


Рисунок 2 – Классификация методов предупреждения отложения неорганических солей

В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложений неорганических солей можно разделить на две группы – безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения солей относятся: обоснованный выбор источников водоснабжения систем поддержания пластового давления; воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными, силовыми и акустическими полями; использование защитных покрытий труб и другого оборудования. К этой же группе относятся и мероприятия, основанные на изменении технологических факторов добычи нефти:

- своевременное проведение водоизоляционных работ;
- ограничение движения воды в высокопроницаемых пропластках послойно-неоднородного продуктивного пласта;
- поддержание повышенных давлений на забоях добывающих скважин;
- использование хвостовиков, диспергаторов;
- различные конструктивные изменения в устройстве применяемого оборудования.

Важным технологическим методом предупреждения солеотложения является своевременное проведение водоизоляционных работ в скважинах. Практика показывает, что сравнительно резкое изменение состава попутно добываемой воды и, как следствие этого, интенсивное отложение солей может происходить за счёт прорыва вод из других водоносных горизонтов через нарушение целостности цементного кольца и обсадной колонны, возникающие в процессе эксплуатации скважины. При этом самое эффективное средство предотвращения отложения солей – ремонт скважины с ликвидацией обнаруженных нарушений.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей даёт селективная изоляция обводившихся пропластков послойно-неоднородного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и отложение солей.

Перспективным является метод, основанный на выборе оптимального значения забойного давления, поскольку значение равновесной концентрации сульфата кальция зависит от давления в насыщенном гипсом растворе. Повышение давления на забоях добывающих скважин приводит к уменьшению их дебитов. Чтобы не допустить этого, необходимо предусматривать повышение давления нагнетания воды на линиях нагнетательных скважин или организацию очагового заводнения. В каждом конкретном случае целесообразность повышения давления нагнетания для уменьшения интенсивности солеотложения необходимо определять путём проведения технико-экономических расчётов.

К конструктивным изменениям относится применение различных устройств, способных изменять структуры и скорость движения газожидкостной смеси в скважине или условия кристаллизации солей. Скважинные штуцеры, диспергаторы, хвостовики, спускаемые до интервала перфорации, эмульгируют добываемую воду в нефти.

Эффективность применения излучателей и ультразвуковых генераторов для предотвращения солей изучалась многими авторами. Установки для предупреждения отложения солей в подземном и наземном оборудовании, основанные на использовании акустических полей, испытаны на месторождениях Северного Кавказа, Западной Сибири и Республики Коми. В ультразвуковом диапазоне частот акустическое поле, создаваемое излучателями, уменьшает интенсивность отложения солей на поверхности оборудования. Широкое применение акустических излучателей требует дополнительного исследования и опытно-промышленных испытаний.

Одним из безреагентных способов повышения работоспособности нефтепромыслового оборудования в условиях отложения солей может быть применение защитных покрытий. Имеется положительный опыт применения НКТ с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями и лаками. На Самотлорском месторождении испытывались ПЭЦН, центробежные колеса и направляющие, аппараты которых были покрыты пентапластом или были изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксид-

ной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием. Промысловые данные показали увеличение надёжности работы УЭЦН и межремонтного периода их работы. Покрытие из пентапласта не предотвращает полностью отложения солей, однако снижает интенсивность роста их образования. Поэтому оборудование с защитным покрытием следует применять в скважинах с умеренной скоростью солеотложения. В условиях же интенсивного отложения солей одновременно с использованием защитных покрытий целесообразно применять химические реагенты.

Необходимо отметить, что, несмотря на безусловную целесообразность широкого применения при добыче нефти безреагентных методов, они не позволяют существенно ослабить процессы отложения солей, а лишь несколько увеличивают продолжительность нормальной работы скважины и оборудования.

Из известных способов предупреждения неорганических солей при добыче нефти наиболее эффективным и технологичным является способ применения химических реагентов-ингибиторов.

Химические способы борьбы с солеотложением основаны на применении реагентов, препятствующих отложению солей на поверхности промышленного оборудования. В практике нефтедобычи этот метод является основным.

Все известные ингибиторы отложения минеральных солей можно подразделить на две большие группы:

- 1) однокомпонентные, представленные определённым типом химического соединения;
- 2) многокомпонентные, составленные из различных химических соединений.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовят из двух и более компонентов и условно подразделяют на две большие подгруппы:

- 1) составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложений солей. Кроме ингибитора такие составы содержат поверхностно-активное вещество неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующей добавки или имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действие ингибирующего компонента;
- 2) составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложений.

В зависимости от механизма действия ингибитора солеотложения делятся в основном на три типа.

Хелаты – вещества, способные связывать ионы кальция, бария или железа и препятствовать их реакции с ионами сульфата и карбоната. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических количествах. При больших значениях перенасыщения применение этих ингибиторов экономически не оправдывается.

Ингибиторы «порогового» действия – вещества, добавление которых в минимальных количествах в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей и накоплению их на поверхности оборудования.

Кристаллоразрушающие ингибиторы – не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов.

В настоящее время установлены требования к физико-химическим характеристикам ингибиторов солеотложений. Важнейшее из них – высокая эффективность ингибирования процессов отложения солей, низкая температура замерзания (до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$), низкая коррозионная агрессивность, малая токсичность, совместимость с пластовыми водами, отсутствие отрицательного влияния на процессы подготовки нефти, способность хорошо адсорбироваться и медленно десорбироваться с породы пласта. Ограничимся кратким обзором тех ингибиторов, которые нашли широкое применение в нефтедобыче.

Полиакриламид (ПАА) – ингибитор анионного типа, активным началом которого являются полимеры акрилового ряда. Его применение основано на способности образовывать на ингибируемой поверхности мономолекулярную плёнку, которая является защитным барьером для отложения солей.

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) – реагент, который по химической природе и механизму ингибирования аналогичен предыдущему.

Ингибитор солеобразования Башкирии (ИСБ-1) – нитрилометилфосфоновая кислота (НТФ) $C_3H_{12}NO_9P_3$ – представляет собой фосфорорганическое соединение в виде белого порошка, хорошо растворимого в воде, кислотах и щелочах и нерастворимого в органических растворителях и нефти. На промыслы он поступает в гранулированном виде.

Оксиэтилендендифосфоновая кислота (ОЭДФ) – белый кристаллический порошок, без запаха, малотоксичный, хорошо растворим в воде, кислотах, спиртах, щелочах.

Полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота (ПАФ-1) – ингибитор анионного типа из класса органических фосфатов. В товарном виде представляет собой водный раствор тёмно-коричневого цвета.

Инкредол-1 – многокомпонентный ингибитор на основе НТФ. Представляет собой жидкость зелено-жёлтого цвета.

СНПХ-5301 – ингибитор солеотложения, разработанный в НПО «Союзнефтехимпром». Основой этого многокомпонентного ингибитора является ОЭДФ. В его состав входят другие добавки, улучшающие свойства ингибитора – водный раствор аммиака, гликоли и другие компоненты.

SP-181 – импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию. Основой ингибитора являются органические фосфаты. В товарной форме представляет собой жидкость тёмно-коричневого цвета.

Технология применения ингибиторов солеотложения

Эффективность предупреждения отложения солей зависит не только от ингибитора, но и от технологии его применения. Независимо от типа ингибитора и механизма его действия положительные результаты могут быть лишь при условии постоянного присутствия реагента в растворе в минимально необходимом количестве.

Ингибиторы отложения солей в зависимости от условий могут применяться по способу:

- 1) непрерывной дозировки в систему с помощью дозирующих насосов или специальных устройств;
- 2) периодической закачки раствора ингибитора в скважину с последующей задавкой его в призабойную зону пласта как с подъёмом скважинного оборудования, так и без подъёма;
- 3) периодической подачи раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

На скважинах последовательно могут осуществляться различные способы подачи ингибитора: вначале периодическая закачка; затем через 2–6 месяцев для предупреждения отложения солей в скважинном оборудовании непрерывная дозировка или периодическая подача раствора.

Для разовой закачки берётся не менее 500–700 кг реагента. Перед задавкой ингибитора в пласт производится закачка буферной жидкости, в качестве которой используется пресная вода в объёме до 6 м³. Затем задавливаются 10 %-ный водный раствор ингибитора. Если приёмистость скважины меньше 100 м³ / сут., то задавка ингибитора в пласт производится пакером, установленным на 50–100 м выше кровли продуктивного пласта. Закачку ингибитора производят через затрубное пространство. В результате продавки в глубь пласта образуются зоны ингибитора А и продавочной жидкости Б.

После продавки реагента скважина закрывается на 8-24 часа для более полной адсорбции ингибитора, после чего скважину пускают в работу.

На скважине организуется контроль за выносом ингибитора путём периодических отборов проб добываемой воды (через 2–3 недели) и определение концентрации ингибитора.

Одним из способов повышения эффективности метода продавки ингибиторов в ПЗП является подача ингибиторов в составе двухфазной пены. Сущность способа заключается в медленном разрушении закачанной в пласт пены, что обеспечивает снижение интенсивности десорбции ингибитора в начальный момент времени. Это позво-

ляет добиться более равномерного во времени выноса ингибитора и сократить водоприток. Продолжительность между обработками при этом увеличивается, достигая 14 месяцев и более.

Для приготовления качественного раствора, обеспечивающего образование двухфазной пены, можно использовать реагенты пенообразователи ДС-РАС, ПО-6К, ПО-1Д, ПАВы типа ОП-10, «Шкопау», а в качестве стабилизаторов пен – КМУ-600, ТМУ-БР. На рисунке 3 показана схема продавки ингибитора солеотложения в составе двухфазных пен в призабойную зону пласта через затрубное пространство скважины.

Периодическая подача ингибитора через затрубное пространство – также один из распространённых методов. Однако он не всегда применим, например, при низких динамических уровнях, поскольку ингибитор будет быстро выноситься потоком жидкости. Периодичность циклической подачи реагента необходимо установить опытным путём с учётом характеристики скважины и интенсивности солеотложения.

Как показывает промышленный опыт, в отдельных наиболее благоприятных условиях при высоких динамических уровнях периодичность подачи реагента может составить 15–20 сут., а при интенсивном солеобразовании не превышает 5–7 сут.

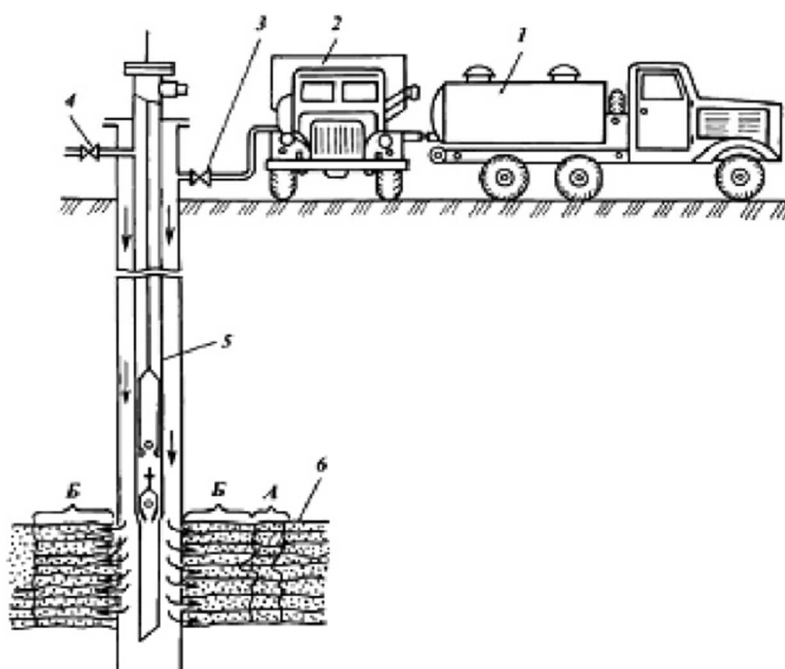


Рисунок 3 – Схема периодической продавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта через затрубное пространство: 1 – автоцистерна с раствором ингибитора; 2 – насосный агрегат; 3 – затрубная задвижка; 4 – выкидная линия; 5 – ШГН; 6 – пласт; А – зона проникновения ингибитора; Б – зона проникновения задавочной жидкости

При подаче реагента необходимо контролировать дебит скважины по жидкости, обводнённость добываемой продукции, а также вести наблюдения за режимом работы скважины и оборудования, систематически определять химический состав попутно добываемых вод.

Оптимизация ингибиторной защиты на скважинах Усинского месторождения

В результате снижения пластового давления в пермокарбонную залежь Усинского месторождения внедряются пластовые воды по трещинам снизу и с контуров залежи, что привело к увеличению обводнённости продукции по залежи. Средняя обводнённость продукции на данном этапе превышает 70 %.

Поэтому остро стоит проблема отложения неорганических солей в устье арматуре, НКТ, а также в насосах механизированного фонда скважин. Это приводит к потерям в добыче нефти, частым ремонтам, выхода из строя промышленного оборудования.

Особенностью эксплуатации Усинского месторождения является образование сульфидсодержащих осадков солей в УЭЦН, за счёт которых осуществляется часть добычи продукции. Для предотвращения было использовано несколько композиций, однако наибольший эффект, который выразился в увеличении межремонтного периода скважин, был достигнут путём периодической закачки ингибитора Инкредол-1 совместно с пеной. Причём при этом была достигнута продолжительность защитного эффекта в более чем 3 раза.

С помощью статистического анализа на месторождении изучалось влияние на продолжительность выноса ингибитора различных факторов: толщины пласта, объёма продавочной жидкости, расхода реагента, давления продавки, дебита жидкости и обводнённости продукции. Данные по скважинам Усинского месторождения, которые были задействованы в применении ингибитора солеотложения, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели обработки скважин ингибитором Инкредол-1

Номер скважины	4252	4570	4048	3246
Толщина пласта, м	4,0	5,0	6,0	6,0
Удельный объём продавки, м ³ / м	9,0	8,0	7,0	6,5
Удельный расход реагента, кг / м	35	30	27	16
Давление продавки, МПа	5,2	5,0	7,1	3,4
Дебит жидкости, м ³ / сут.	10	15	63	12
Обводнённость, %	30	41	50	40
Относительное время выноса ингибитора lg (t)	2,51	2,46	2,32	2,40
Номер скважины	7181	4254	4264	4253
Толщина пласта, м	6,5	7,0	8,0	9,2
Удельный объём продавки, м ³ / м	6,0	6,0	5,5	5,0
Удельный расход реагента, кг / м	12	11	10	10
Давление продавки, МПа	8,2	2,1	2,0	8,6
Дебит жидкости, м ³ / сут.	18	37	45	80
Обводнённость, %	35	60	89	77
Относительное время выноса ингибитора lg (t)	2,26	2,19	2,21	2,14

По данным этой таблицы построены графики (рис. 4–9), показывающие влияние того или иного фактора на продолжительность выноса ингибитора, причём для удобства время выноса прологарифмировано.

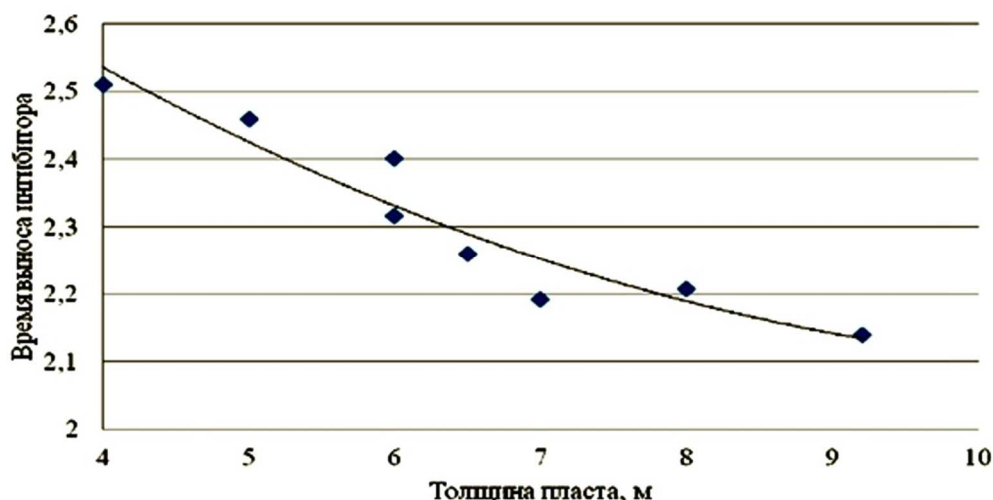


Рисунок 4 – Зависимость логарифма времени выноса ингибитора от толщины пласта

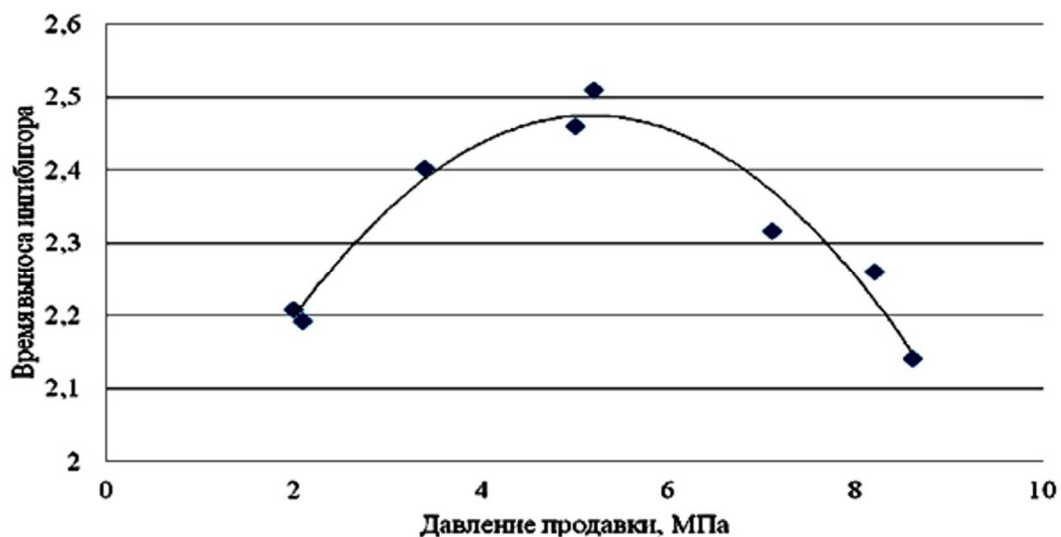


Рисунок 5 – Зависимость логарифма времени выноса ингибитора от давления продавки

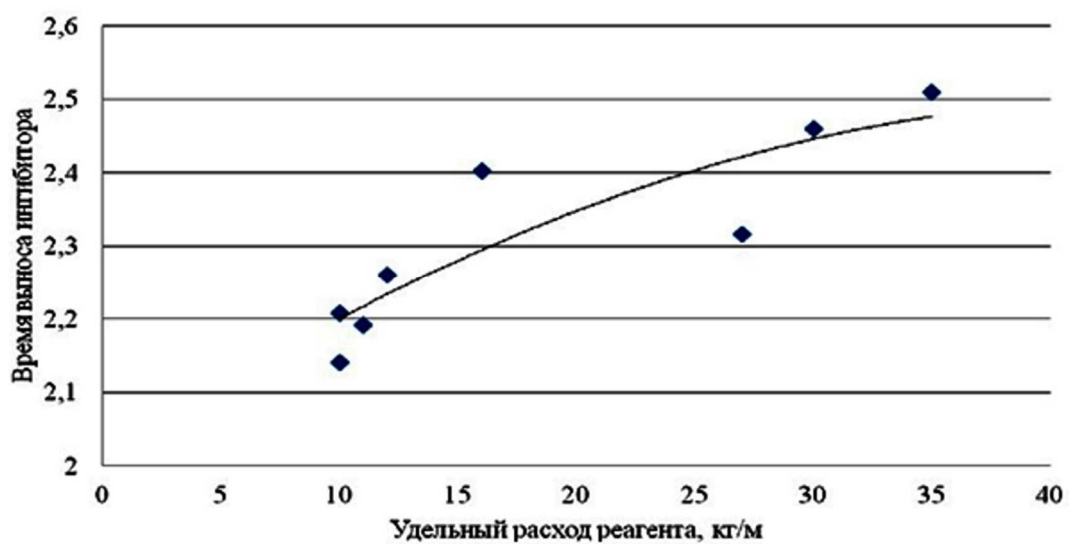


Рисунок 6 – Зависимость логарифма времени выноса ингибитора от удельного расхода реагента

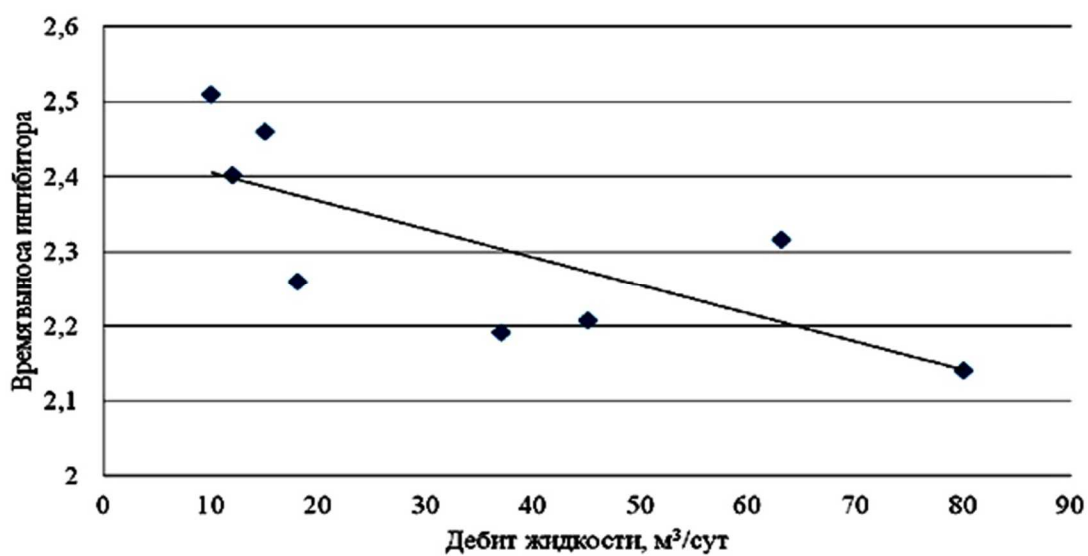


Рисунок 7 – Зависимость логарифма времени выноса ингибитора от дебита жидкости

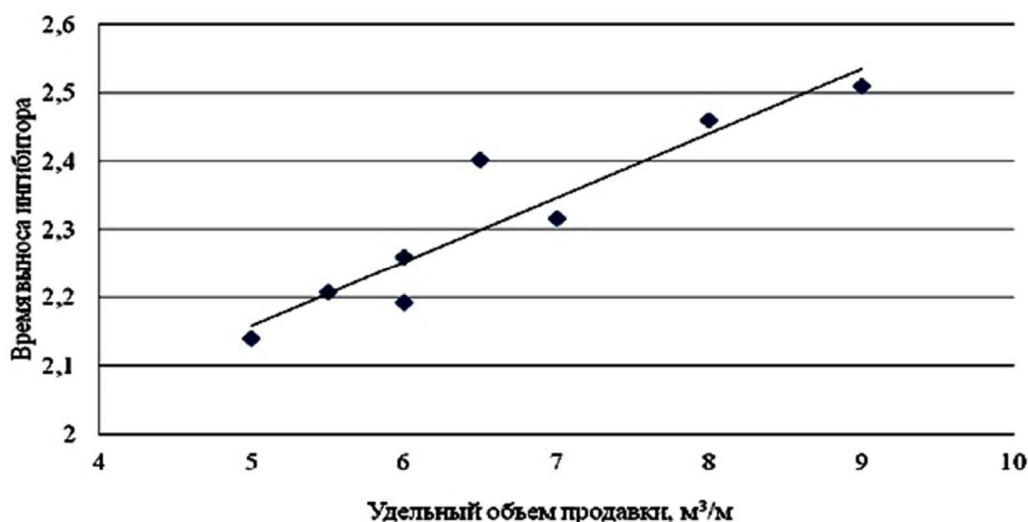


Рисунок 8 – Зависимость логарифма времени выноса ингибитора от удельного объема продавки

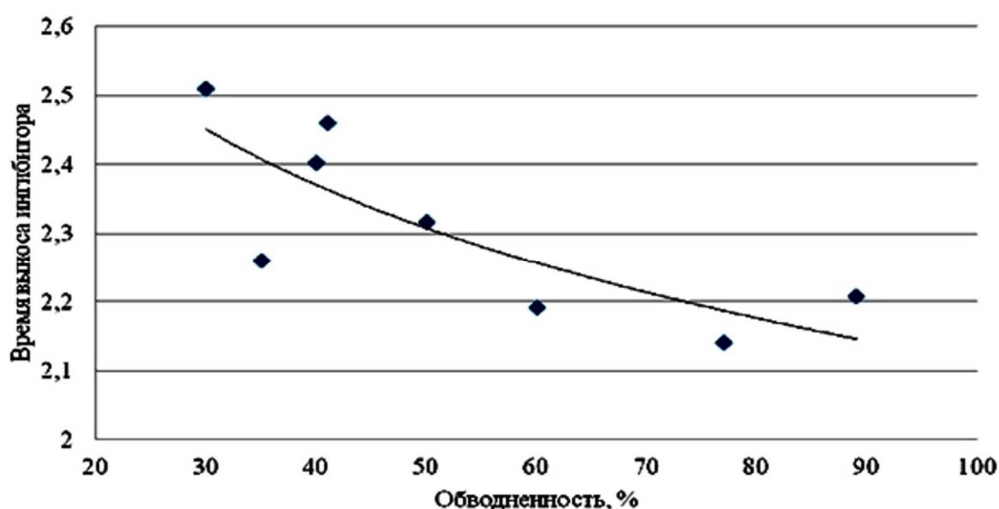


Рисунок 9 – Зависимость логарифма времени выноса ингибитора от обводнённости

Выводы

Анализируя полученные данные можно следующие выводы:

- 1) наибольший эффект, который выразился в увеличении межремонтного периода скважин, был достигнут путём периодической закачки ингибитора Инкредол-1 совместно с пеной;
- 2) при закачке ингибитора Инкредол-1 была достигнута продолжительность защитного эффекта более чем 3 раза относительно других ингибиторов;
- 3) время выноса увеличивается с увеличением удельного объема закачиваемого в пласт ингибитора и продавочной жидкости, до определённого предела увеличивается с ростом удельного расхода реагента;
- 4) с ростом давления продавки ингибитора на устье скважины время выноса ингибитора первоначально резко увеличивается, достигая максимума, после чего резко снижается, что объясняется особенностью приёмыстости неоднородного пласта;
- 5) период выноса ингибитора уменьшается с увеличением дебита скважины по жидкости и ещё более с ростом обводнённости добываемой продукции. В силу неоднородности пластов время выноса ингибитора снижается, чем больше их толщина;
- 6) метод статистического анализа позволяет осуществлять оптимизацию ингибиторной защиты скважин и оборудования с учётом геологических свойств продуктивного пласта и особенностей его эксплуатации.

Литература

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
2. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.] . – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. 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.
5. 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.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Орбита-М, 2004. – 430 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] . – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] . – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
14. Исследование ингибирующих свойств новых реагентов солеотложения / А.Д. Агазаде [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 23–27.
15. Акберова А.Ф. Устранение образования солеотложений новым реагентом на нефтяных месторождениях на поздней стадии эксплуатации // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 43–47.
16. Балденкова Д.И., Шангараева Л.А. Предотвращение отложения солей в скважинном оборудовании и продуктивном пласте Приобского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 27–29.
17. Гасанов Х.И., Халилов Н.Н. Новые ингибиторы солеотложения на основе органического аминоксодержащего соединения // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 52–54.
18. Гасанов Х.И., Халилов Н.Н. Ингибиторы солеотложения на основе фосфатов этилендиамина и соляной кислоты // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 126–128.
19. Иолчуев А.М., Савенок О.В. Метод периодической продавки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах / отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 44–46.
20. Иолчуев А.М., Савенок О.В. Анализ метода борьбы с солеотложениями путём периодической закачки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 53–71.
21. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 216–218.
22. Омельченко Н.Н., Савенок О.В., Иолчуев А.М. Предупреждение и ликвидация отложений солей при добыче нефти на Ключевом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 27–52.
23. Самойлов А.С., Иолчуев А.М. Анализ причин и совершенствование методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти на примере Арланского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 193–222.
24. Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ) [Электронный ресурс]. – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>

25. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Сборник тезисов 67-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2013» (9–12 апреля 2013 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 129.
26. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин». – Краснодар, пос. Яблоновский, 18–19 апреля 2013 г.
27. Савенок О.В., Барамбонье Соланж. Анализ технологии проведения реагентной обработки в призабойной зоне пласта // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 116–128.
28. Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 51–73.
29. Шиян С.И., Нелин А.К., Медведева Е.В. Источники и масштабы техногенного загрязнения в нефтяной промышленности // Материалы Международной научно-практической конференции «Referatotech» (24 октября 2020 года, г. Краснодар): в 3 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – С. 278–283.

References

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
2. 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.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. The practical course of the discipline «Oil and Gas Well Completion» in 4 volumes: a training manual. Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. 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.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 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. Kashavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation during oil production. – M. : Orbita-M, 2004. – 430 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra Engineering, 2020. – 244 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V. Optimization of operational equipment functioning to improve the efficiency of oil-field systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
13. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
14. Study of inhibiting properties of new reagents of salt deposition / A.D. Aga-zadeh [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 23–27.
15. Akberova A.F. Elimination of salt deposition formation by a new reagent on oil fields at the late stage of operation // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 43–47.
16. Baldenkova D.I., Shangaraeva L.A. Prevention of salt deposition in the downhole equipment and productive formation of Priobskoye oil field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 27–29.
17. Hasanov Kh.I., Khalilov N.N. New inhibitors of salt deposition on the basis of organic amino-containing compound // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 52–54.
18. Hasanov H.I., Khalilov N.N. Saltation inhibitors based on ethylenediamine phosphates and hydrochloric acid // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 126–128.
19. Iolchuev A.M., Savenok O.V. Method of periodic sale of salt-deposition inhibitor into bottomhole zone // Collection of the best scientific works of young scientists of Kuban State Technological University, awarded at competitions / ed. by S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU», 2018. – P. 44–46.

20. Iolchuev A.M., Savenok O.V. Analysis of the method of combating salt deposits by periodic injection of the salt deposit inhibitor in the bottom-hole zone of the reservoir // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 4. – P. 53–71.
21. Ladenko A.A. Cleaning from salt deposits // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 216–218.
22. Omelchenko N.N., Savenok O.V., Iolchuev A.M. Prevention and elimination of salt deposits during oil production in the Klyuchevoe field // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 4. – P. 27–52.
23. Samoilov A.S., Iolchuyev A.M. Analysis of the causes and improvement of methods to prevent and combat salt deposits in oil production by the example of the Arlanskoye field // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 3. – P. 193–222.
24. Savenok O.V. Problem of salt deposition - general principles and peculiarities of specific solutions // Polythematic network electronic scientific journal of the Kuban State Agrarian University (Scientific Journal of KubGAU) [Electronic resource]. – Krasnodar : KubGAU, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>
25. Savenok O.V., Sharypova D.D. The problem of scaling - general principles and features of specific solutions // Collection of abstracts of the 67th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2013». (April 9–12, 2013, Moscow). Section 2 Development of oil and gas fields and well drilling. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2013. – P. 129.
26. Savenok O.V., Sharypova D.D. The main methods and solutions to the problem of scaling // Proceedings of the 8th Scientific and Technical Conference of Young Specialists of the branch «Krasnodar drilling» «New technologies in well drilling». – Krasnodar, Yablonovsky village, April 18-19, 2013.
27. Savenok O.V., Barambonye Solange. Analysis of the technology of reagent treatment in the bottomhole formation zone // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 116–128.
28. Salov S.A., Ocheredko T.B. Rationale for technologies to combat salt deposits in the wells of the Mamontovsky oil field // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 4. – P. 51–73.
29. Shiyan S.I., Nelin A.K., Medvedeva E.V. Sources and scales of man-made pollution in the oil industry // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference «Referatotech» (October 24, 2020, Krasnodar): in 3 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – P. 278–283.