

УДК 622.276.72

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНАХ МАМОНТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

SUBSTANTIATION OF TECHNOLOGIES OF STRUGGLE AGAINST SCALING IN WELLS OF MAMONTOVSKOYE OIL FIELD

Салов Сергей Анатольевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
oskar-gel@mail.ru

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. Мамонтовское нефтяное месторождение разрабатывается с 1970 года, и на сегодняшний день месторождение находится на завершающей стадии разработки. Скважины работают с обводнённостью от 68 до 90 %. Добыча нефти ведётся механизированным способом. Практически на всех скважинах Мамонтовского месторождения применяются высокопроизводительные установки электроцентробежных насосов. Солеотложение наносит серьёзный ущерб эффективной разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, особенно в период интенсификации добычи, вызывая сокращение межремонтного периода работы насосного оборудования и снижение продуктивности скважины. В ООО «РН-Юганскнефтегаз» наблюдается снижение темпа добычи нефти по причине частого отказа подземного оборудования вследствие выпадения твёрдых кристаллических отложений солей на различных деталях электроцентробежных насосов, приводящих к заклиниванию вала, либо к пробое изоляции электрического кабеля. Кроме того, выпадение солей в призабойной зоне пласта приводит к уменьшению приёмистости нагнетательных скважин, увеличению скин-фактора, а значит, снижению добычи нефти в эксплуатационных скважинах.

Ключевые слова: причины образования солеотложений; методы борьбы с солеотложениями; технология дозированной подачи ингибитора солеотложения; электронасосные дозирующие установки; ингибиторы солеотложения; многокомпонентные смеси ингибиторов солеотложения; проектирование процесса ингибирования солеотложений.

Salov Sergey Anatolyevich

Student,
Kuban state technological university
oskar-gel@mail.ru

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Associate professor of oil
and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The Mamontovskoye oil field is being developed since 1970, and to date the field is at the final stage of development. Wells work with water cut from 68 to 90 %. Oil is produced by a mechanized method. Virtually all wells of the Mamontovskoye field are used for high-performance installations of electric centrifugal pumps. Scaling significantly damages the effective development and operation of oil fields, especially during the intensification of production, causing a reduction in the overhaul period of the pumping equipment and a decrease in the productivity of the well. In the LLC «RN-Yuganskneftegaz» there is a decrease in the rate of oil production due to the frequent failure of underground equipment due to the precipitation of solid crystalline salt deposits on various parts of electric centrifugal pumps that lead to wedging of the shaft or to the breakdown of electrical cable insulation. In addition, the loss of salts in the bottomhole formation zone leads to a decrease in the injectivity of injection wells, an increase in the skin factor, and hence a decrease in oil production in production wells.

Keywords: reasons for scale formation; methods of combating scaling; technology of dosed supply of scaling inhibitor; electric pump dosing plants; scaling inhibitors; multicomponent mixtures of scaling inhibitors; projecting the process of scale inhibition.

Мамонтовское месторождение располагается в центральной части Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины. Территория месторождения расположена на левобережье р. Оби в междуречье Большого Югана и Большого Салыма и занимает часть бассейна р. Большой Балык, находящихся на Среднеобской низменности. Северная часть площади месторождения занята поймой р. Оби.

Причины образования солеотложений и их влияние на работу электроцентробежных насосов

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твёрдых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин,

на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции.

Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине либо насосе;
- при испарении воды и т.д.;
- смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения, поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания растворенного в пластовой воде CO_2 , что приводит к выпадению избыточного количества карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания растворенного CO_2 при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного CO_2 , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъём по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред:



Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования, рабочих колёс электроцентробежных насосов (ЭЦН) и т.д.

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводнённых скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов.

Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

При разработке и эксплуатации месторождений происходят отложения карбонатов кальция и магния, сульфатов кальция, бария, стронция, хлоридов и других солей в скважинах, на оборудовании и т.д. В практике тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60–80 %) одного из видов неорганических соединений.

Карбонатные соли, кальцит CaCO_3 отмечаются на месторождениях Западной Сибири, Краснодарского и Ставропольского краёв; сульфаты кальция, гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4 – на месторождениях Урало-Поволжья и Казахстана.

Отложения барита и целестина имеются и на месторождениях Западной Сибири и других районов, на месторождениях Белоруссии основная часть осложнений вызвана отложениями сульфатных (ангидрит, гипс) солей и галита.

Отложение неорганических солей происходит при всех способах эксплуатации скважин – фонтанном, насосном, газлифтном, но больше всего при насосном. Так, из общего числа скважин с отложением солей на долю оборудованных штанговыми скважинными насосами (ШСН) приходится более 45 %, а погружными центробежными электронасосами (ПЦЭН) около 35 %. Связано это с тем, что механизированным способом добывается наиболее обводнённая продукция.

Солевые осадки значительно осложняют эксплуатацию скважин, оборудованных ПЦЭН. Так, на месторождениях Западной Сибири такие скважины составляют около 60 %, а на месторождениях Урало-Поволжья – более 50 % от общего числа скважин с отложениями солей по району.

Учитывая, что на месторождениях Западной Сибири широко используют высокопроизводительные УПЦЭН, солеобразования в насосном оборудовании представляют наибольшую опасность. На рабочих частях и поверхностях погружных центробежных электронасосов образуется дисперсный плотный, камнеобразный осадок, толщина которого достигает 0,6–1,0 мм, что нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

Наряду с отложением солей в скважинах интенсивное слоеобразование отмечается в устьевом оборудовании, выкидных линиях внутри промыслового сбора нефти, замерных устройствах, установках по подготовке нефти, а также в системах поддержания пластового давления.

Отложения солей, образующиеся в НКТ, чаще всего имеют слоистую структуру. Непосредственно к стенкам труб примыкает слой осадка, представленного микрокристаллами, скреплёнными органическими веществами и прочими включениями. По направлению к центру кристаллы становятся крупнее, включения органических веществ. Прочность сцепления солевых корок с внутренней поверхностью труб по стволу скважины возрастает с глубиной.

Возрастание фактической концентрации ионов (первое условие образования перенасыщенных растворов) возможно под влиянием нескольких процессов.

Во-первых, концентрация повышается при испарении (вообще при удалении) растворителя – воды. Во-вторых, она может повыситься при смешении вод разного состава. До смешения каждая из вод была стабильной, однако после смешения могут наступить такие условия, что произведение концентраций некоторых ионов в водесмеси превысит произведение растворимости соответствующего соединения, и оно начнет выпадать в осадок. Воды, склонные к образованию осадков при смешении, называются «несовместимыми». В-третьих, обогащение подземных вод некоторыми ионами происходит за счёт растворения (выщелачивания) горных пород, а также растворения в воде газов, находившихся ранее в свободном состоянии или растворённых в нефти.

Снижение произведения растворимости (второе условие образования перенасыщенных растворов) происходит в результате трёх процессов. Во-первых, на него влияет изменение температуры и давления, происходящее в подземных пластах, скважинах и наземных коммуникациях в процессе разработки залежей нефти, подъёма и транспортировки продукции. Во-вторых, может оказывать влияние дегазация воды, происходящая при изменении термобарических условий. В-третьих, растворимость данного вещества может снижаться при изменении общей минерализации и содержания в воде ионов, не входящих в состав данного вещества.

Таким образом, основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы:

- 1) испарение;
- 2) смешение несовместимых вод;
- 3) растворение горных пород и газов;
- 4) изменение термобарических условий;
- 5) дегазация воды;
- 6) изменение общей минерализации воды.

Не менее важной причиной образования нестабильных перенасыщенных растворов и выпадения осадков служит изменение термобарических условий и связанное с ним испарение воды, выделение газов и т.д. В этом случае в воду не вносят никаких дополнительных компонентов, однако в исходном растворе либо увеличивается фактическая концентрация вследствие испарения воды, или снижается произведение растворимости с изменением термобарических условий. Например, при движении воды и нефти в скважине и поверхностных коммуникациях происходит снижение температуры по сравнению с пластовой. Это может явиться причиной выпадения осадков сульфата бария, растворимость которого существенно уменьшается с понижением температуры. Растворимость карбоната кальция существенно зависит от парциального давления двуокиси углерода CO_2 . Уменьшение содержания её в воде вследствие дегазации воды при снижении давления ниже давления насыщения или вследствие растворения CO_2 в нефти может явиться причиной образования осадка карбоната кальция в подъёмных трубах и выкидных линиях скважин. Изменение термобарических условий при подъёме жидкости (и, прежде всего, снижение температуры) – причина выпадения в осадок хлористого натрия (поваренной соли), двуокиси кремния (кремнезёма), металлического свинца и ряда других веществ, встреченных при эксплуатации некоторых нефтяных месторождений.

Существенное влияние на механизм солеотложений оказывает также режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения компонентов смеси и их распределение по сечению труб. Выделяющиеся из жидкости при давлении ниже давления насыщения пузырьки газа появляются в первую очередь не в объёме жидкости, а на стенках оборудования, что ведёт к образованию многочисленных границ раздела фаз «твёрдое тело – газ – жидкость» и способствует зарождению и росту кристаллов солей.

Состояние поверхности труб тоже играет важную роль в процессе солеотложения. На шероховатой поверхности образуется большее количество частиц твёрдой фазы, чем на гладкой. Это объясняется повышенной каталитической активностью выступов и углублений. Кроме того, часть мелких частиц может срываться потоком жидкости с отшлифованной поверхности. Однако обработка поверхности труб не позволяет предотвращать солеотложения. Быстро протекающий процесс коррозии разрушает гладкую поверхность, а сами продукты коррозии служат дополнительными центрами кристаллизации. Солеотложение можно снизить, применяя защитные покрытия рабочих поверхностей оборудования материалами, плохо смачиваемыми и водой, и нефтью, с низкими значениями критических натяжений смачивания, например фторопластом.

Методы борьбы с солеотложениями

Для борьбы с отложением солей в нефтепромысловом оборудовании используют методы удаления уже сформировавшихся отложений, так и различные способы их предотвращения. Выбор метода удаления неорганических солей определяется характером солевых отложений, местом и составом отложений.

Опыт борьбы с отложениями неорганических солей показывает, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. Для предотвращения солеотложения применяют:

- технологические;
- физические;
- химические способы.

Борьба с отложением солей ведётся в двух направлениях: удалением сформировавшихся отложений и их предотвращением. Для удаления отложений в НКТ и в призабойной зоне продуктивного пласта в основном применяются кислотные обработки.

К технологическим способам могут быть отнесены:

- выбор вод для заводнения продуктивных пластов совместимыми с пластовыми;
- селективная изоляция или ограничение притока воды в добывающих скважинах;
- регулирование профиля приёмистости в нагнетательных скважинах;
- ликвидация нарушений в цементном кольце и обсадной колонне;
- применение раздельного отбора и сбора жидкости, изменение направления фильтрационных потоков и т.д.

При этом предупреждение отложения солей достигается за счёт ограничения или исключения возможности смешения вод различного состава.

Физические методы предупреждения солеотложения основаны на применении магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости.

Солянокислотная обработка

Известняк и доломит растворяются в соляной кислоте: хлористый кальций, хлористый магний, соли – хорошо растворимые в воде носители кислоты, и легко удаляются из пласта. Углекислый газ также легко удаляется из скважин, а при давлении свыше 7,6 МПа растворяются в той же воде. Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10–16 %. Применения кислоты с низкой концентрацией (менее 10 %) вызывает необходимость наливать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки.

Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16 %) также нежелательно, это приводит к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, трудноизвлекаемых из пласта. Кроме того, с увеличением концентрации кислоты возрастает также коррозионная активность, эмульгирующая способность, вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой, а также в результате растворения гипса. Наиболее пригодным для обработок является 8–15 %-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Количество кислоты для обработки скважин выбирают в зависимости от мощности пласта, от химического состава породы, физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объёмы раствора кислоты 0,4–0,6 м³ на 1 м мощности пласта применяют для скважин малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объём кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним пластовым давлением для первичной обработки назначают несколько большие объёмы кислотного раствора в пределах 0,8–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объём кислотного раствора 1,0–1,5 м³ на 1 м мощности пласта. При повторных обработках во всех случаях увеличивают объём кислотного раствора на 20–40 % по сравнению с предыдущей обработкой.

Методы ингибирования солеотложений

Ингибиторы солеотложения применяются, в первую очередь, для защиты скважинных насосов, поскольку отложения солей на рабочих деталях этого высокотехнологичного оборудования существенно осложняют его работу, приводя к преждевременному выходу из строя. Как правило, наработка на отказ скважинных насосов при наличии отложения солей уменьшается в 3–5 раз и более.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения делятся на три типа:

- хелаты – вещества, способные «связывать» катионы кальция, бария или железа и препятствовать их реакции с анионами сульфата и карбоната. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических количествах. При больших значениях пересыщения применение этих ингибиторов экономически не оправдывается;

- ингибиторы порогового действия – вещества, внесение которых в минимальных количествах препятствует зарождению и росту кристаллов солей и, следовательно, накоплению их на поверхности оборудования;

- кристаллоразрушающие ингибиторы – реагенты, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие и разрушающие форму кристаллов.

Ингибиторы бывают масло-, нефтерастворимые и водорастворимые; однокомпонентные и многокомпонентные. По химической природе однокомпонентные ингибиторы делятся на анионные и катионные.

На практике большее применение нашли водорастворимые ингибиторы.

Если скважина находится в работе, и произошли отложения солей на рабочих органах нефтепромыслового оборудования, то перед закачкой ингибитора необходимо провести мероприятия по удалению солей.

Используемые в настоящее время ингибиторы солеотложений (СНПХ-5311, ПАФ-13А, Дифонат, Инкредол-1) подаются в скважину по нескольким технологиям:

1. Закачка ингибитора в ПЗП добывающей скважины. ПЗП добывающей скважины подвергается обработке соляной кислотой для удаления имеющихся отложений. Пачка 5 % раствора ингибитора в объеме 5–10 м³ (в зависимости от предполагаемого срока защиты) закачивается в пласт и продавливается как можно дальше от призабойной зоны раствором катионоактивного ПАВ (100–150 м³). Пачка выдерживается в течение нескольких часов для адсорбции на поверхности породы. В ходе эксплуатации скважины происходит постепенная десорбция ингибитора и вынос в ствол скважины, где и происходит процесс ингибирования. Работы проводятся бригадами ООО «НХС» в период проведения КРС.

Технология закачки и продавки ингибитора в пласт в данный период времени существенно снизила свою эффективность в связи с интенсификацией скважин. Адсорбированный на поверхности породы ингибитор в условиях эксплуатации скважин в интенсивном режиме выносится в течение первой недели работы скважины иногда вместе с самой породой. Принятая глубина продавки ингибитора в пласт недостаточна, а увеличение её производить нецелесообразно (закачка в добывающую скважину больших объемов воды недопустима). О длительной защите не может быть и речи.

2. Постоянная подача ингибитора в затрубное пространство скважины. На кусту монтируется БРХ (УДЭ), закачивающее ингибитор в затрубное пространство сразу нескольких скважин. Расчёт расхода производится с учётом суточного дебита скважины по воде. Работы выполняются ООО «НХС».

Технология дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с применением БРХ и УДЭ, безусловно, эффективна и должна применяться, но:

- не решает проблемы предотвращения отложений в ПЗП;
- требует установки сотен дорогостоящих БРХ, техники для их заправки и обслуживания, времени для проведения этого процесса;
- требует наличия тройника на затрубной задвижке (для возможности замера уровня жидкости в затрубном пространстве эхолотом).

3. Периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины. Периодически – один раз в 15 или в 7 дней, к скважине подвозят автоцистерной расчётный объём ингибитора и закачивают в затрубное пространство скважины с применением агрегата ЦА-320. Расчёт потребности в ингибиторе производится с учётом объёма жидкости в затрубном пространстве скважины. Работы выполняются ООО «НХС».

Технология периодического дозирования в затрубное пространство требует огромного количества дополнительной техники. Так, при оценке солеотлагающего фонда в 500 скважин по данной технологии необходимо дополнительно более 20 автоцистерн и более 20 агрегатов. По данной технологии можно было решать проблему, пока она не приобрела обвальнй массовый характер. На самом деле, фонд проблемных скважин на сегодня значительно больше. Кроме всего прочего, данная технология, как и предыдущая, не решает проблем солеотложения в ПЗП.

Осложнения при добыче нефти на Мамонтовском месторождении

На рисунке 1 показана структура отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2016 год.

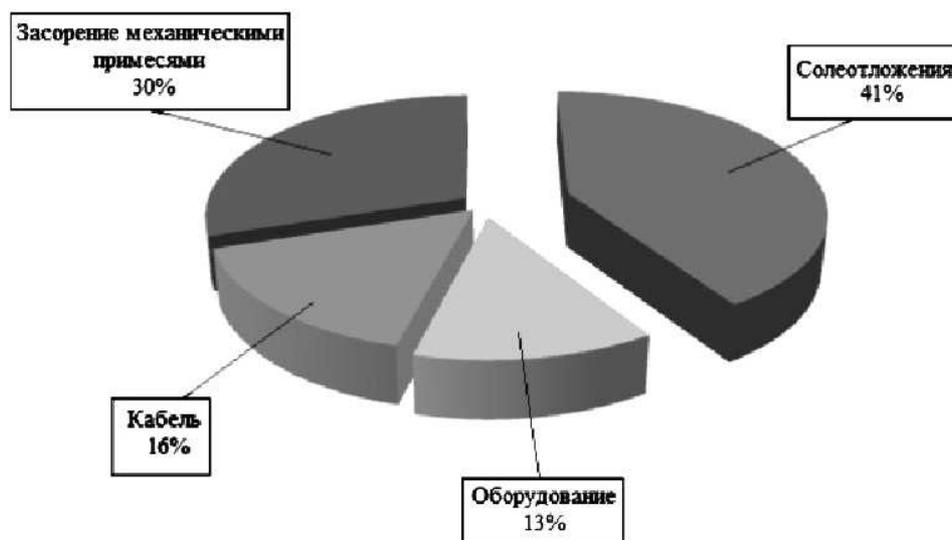


Рисунок 1 – Основные причины отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2016 год

Из рисунка 1 видно, что наиболее распространенными и многочисленными причинами отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении являются: солеотложения и засорения механическими примесями.

Рассмотрим основные причины отказов УЭЦН.

Солеотложения

Отложения солей могут происходить на всём пути движения воды – в пласте, скважине, насосном оборудовании (на лопатках рабочего колеса, направляющем аппарате), на трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти. Причинами отложения солей считают химическую несовместимость вод, поступающих в скважины из различных горизонтов (пластов) или пропластков; перенасыщенность водосолевых систем при изменении термодинамических условий. В основном солеотложения наблюдаются при внутриконтурном заводнении пресными водами, что связывают с обогащением закачиваемых вод сульфатами при контакте с остаточными водами и растворении минералов.

Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин; в некоторых случаях они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

Осадки могут быть плотными или рыхлыми, прочность сцепления с металлом возрастает с глубиной залегания пласта. Различный состав и структура отложений требуют индивидуального подхода к выбору метода борьбы с ними.

Все методы борьбы с отложениями солей можно подразделить на две группы: *методы предотвращения выпадения солей* и *методы удаления солевых отложений*.

В комплекс работ по подготовке заводнения входит проверка вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях.

Наиболее приемлемый метод предотвращения выпадения солей в трубах – применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений). Их периодически задавливают в пласт или закачивают в затрубное пространство добывающих скважин с использованием установок УДЭ. Ингибиторы с так называемым «пороговым эффектом» покрывают микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляют их рост и удерживают во взвешенном состоянии. Наиболее эффективны полифосфаты, органические фосфаты, соли сульфокислот, акрилсульфонаты, аммофос и др.

При химическом методе удаления, осадки гипса преобразовывают в водорастворимую соль сульфат натрия (калия) и в осадки карбоната (гидроксида) кальция, которые затем растворяют солянокислотным раствором и промывают водой.

Механические примеси

Механические примеси – вынос песка (частиц породы) из пласта в ствол скважины происходит в результате разрушения пород под воздействием фильтрационного

напора при определённой скорости фильтрации (или перепаде давления). Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая снижает текущий дебит скважины и приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Частицы горных пород, обнаруживаемые в насосах при разборке их в условиях мастерской, приводят к интенсивному износу рабочих органов насоса или забитию рабочих каналов в насосе.

Отбор проб добываемой жидкости из скважин Мамонтовского месторождения показал в среднем наличие мехпримесей 600 мл/литр. По техническим условиям на УЭЦН Российского производства допускается количество мехпримесей не более 100 мл/литр.

Основной причиной появления механических примесей в добываемой жидкости считается увеличение депрессии на пласт и вынос их с призабойной зоны пласта.

Можно выделить две группы методов борьбы с песком при эксплуатации скважин: предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину и вынос песка на поверхность. Предупреждение поступления песка в скважину предусматривает применение различного рода фильтров и крепление призабойной зоны. Регулирование поступления песка сводится к ограничению дебита скважины до значения, при котором поступление песка резко уменьшается. Также для снижения попадания песка в насос применяют песочный якорь. При содержании механических примесей до 0,1 г/л применяют насосы обычного исполнения, если примесей от 0,1 до 0,5 г/л применяют насосы износостойкого исполнения.

При снижении забойных давлений в скважине увеличивается депрессия на пласт и вынос механических примесей. Например, 52 % установок, работавших при забойных давлениях 100 атм., подняты с наличием механических примесей и интенсивным износом рабочих органов насоса.

Для анализа взяты установки, отработавшие в скважине более 30 суток с целью исключения влияния механических примесей, занесённых с поверхности.

Для уменьшения влияния механических примесей рекомендуется внедрение износостойких насосов и фильтров, устанавливаемых в зоне перфорации скважины. Основная масса УЭЦН, работающая с механическими примесями, отказывает, не доработав 210 суток.

На рисунке 2 показана динамика причин отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении за 2015–2016 гг.

Из графика видно что:

- отработанное время по сравнению с январём и декабрём 2016 года уменьшилось на 66395 сут.;
- основной причиной уменьшения отработанного времени является выбытие высокообводнённого фонда скважин – 73 скважины в 2016 году;
- в декабре фонд ЭЦН – 1268, в январе – 1195 скважин (выбытие 626 скважин в 2015 году).

Также на графике наблюдается снижение общих отказов ежемесячно (январь – 141 скважина, декабрь – 74 скважины).

Основными причинами снижения можно назвать:

- постоянное дозирование реагента в скважины через УДЭ – обрабатывается 267 скважин;
- приобретение и внедрение износостойких УЭЦН фирмы «REDA» DN-3000, DN-4300 – 41 шт.;
- дополнительно приобретено, установлено и запущено в работу 75 УДЭ;
- проведение работ по профилактике и удалению солевых отложений с рабочих органов УЭЦН методом промывки кислотой (проведено 435 профилактических обработок и операций по расклиниванию УЭЦН);
- применение кабельных протекторов «МАРС»;
- для обеспечения регламентированной скорости спуска УЭЦН были внедрены карты спуска;

- приобретение и внедрение СУ Электон 05 (800А) с частотно-регулируемым приводом – 56 шт.;
- использование при выводе на режим проблемных скважин передвижного частотного преобразователя – Спецстар;
- проведение мероприятий направленных на снижение фонда часто ремонтируемых скважин.

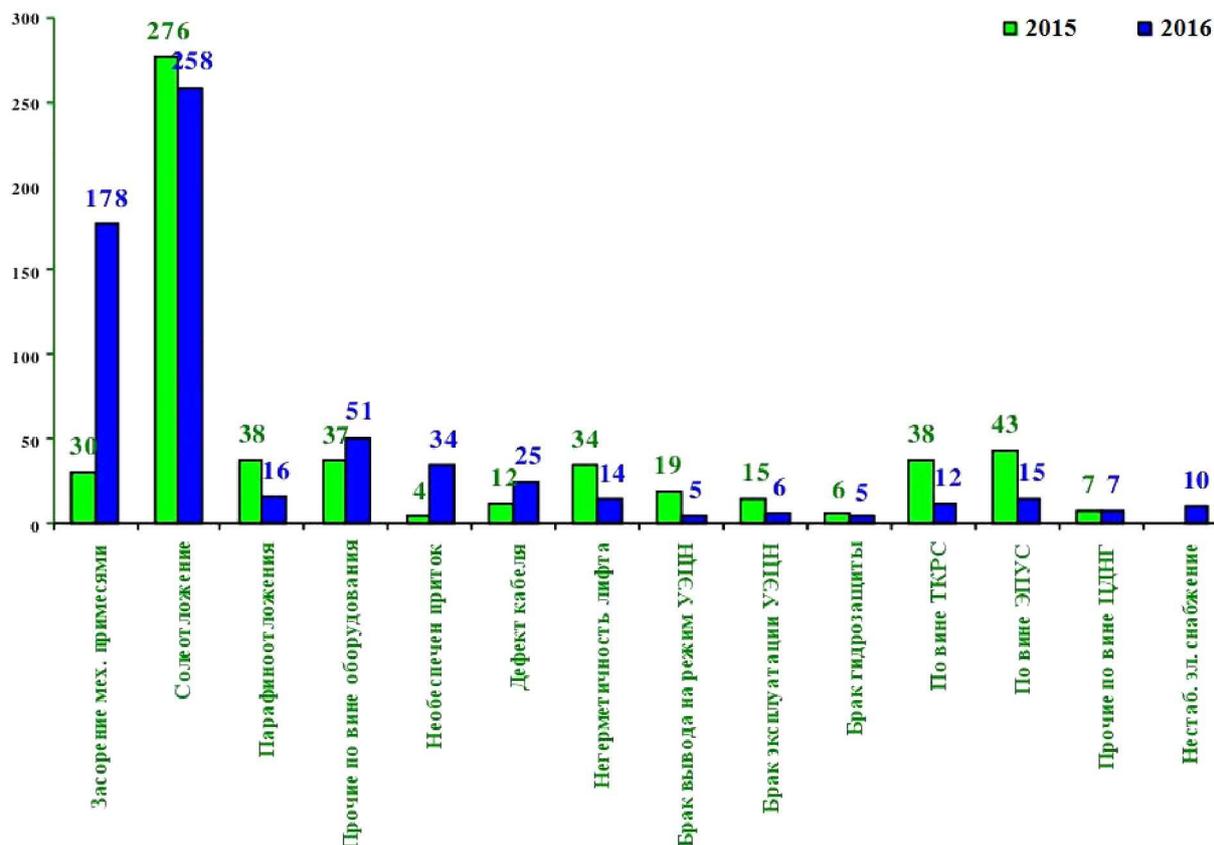


Рисунок 2 – Динамика причин отказов УЭЦН на Мамонтовском месторождении

Обоснование применения технологии дозированной подачи

ингибитора солеотложения на Мамонтовском месторождении

Краткая характеристика электронасосных дозирочных установок

Для предотвращения солеотложения на Мамонтовском месторождении широко применяется технология дозированной подачи ингибитора в затрубное пространство скважин при помощи наземных дозирующих устройств (УДЭ).

Способ непрерывного дозирования применяется в основном для защиты «верхнего» нефтепромыслового и реже скважинного оборудования. Данный способ борьбы с солеотложением находит применение на нефтепромыслах при наличии дозирочных насосов в коррозионно-стойком исполнении и организации работ по их обслуживанию. Методика практически всегда обеспечивает положительный результат при правильно подобранных дозировках ингибитора солеотложения.

Расчёт потребности в ингибиторах для реализации технологии постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины предлагается проводить по следующей методике.

Для осуществления непрерывного дозирования ингибитора на устье скважины устанавливаются ёмкость, дозирочное устройство или насос и подключается по известным схемам к затрубному пространству. Технологическая схема обвязки устья скважины, оборудованной ШГН, при непрерывном дозировании ингибитора солеотложения показана на рисунке 3.

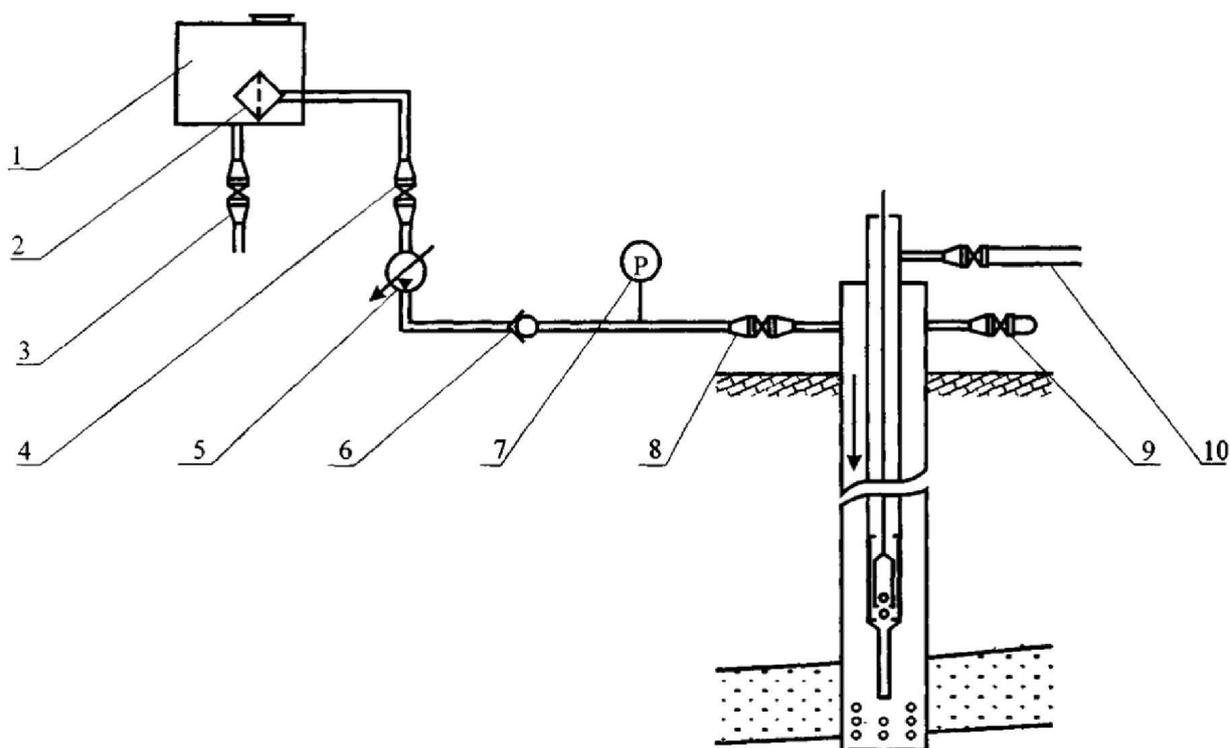


Рисунок 3 – Технологическая схема обвязки устья скважины, оборудованной ШГН, при непрерывном дозировании ингибитора солеотложения:

- 1 – ёмкость для ингибитора; 2 – фильтр всасывающий; 3, 4 – вентиль;
5 – насос дозировочный; 6 – клапан обратный; 7 – манометр;
8 – вентиль регулировочный; 9 – задвижка; 10 – выкидная линия

Количество ингибитора, дозируемого в скважину, рассчитывают по формуле:

$$P = \frac{P_{opt} \cdot Q_e}{10^3},$$

где Q_e – производительность скважины по воде, тонн/сут.; P_{opt} – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/т.

В течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 3–5 превышает оптимальную дозировку.

По истечению десятидневного срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня оптимальной дозировки.

Дозировку неразбавленного ингибитора рекомендуется осуществлять в затрубное пространство с частичным перепусканием продукции скважины в затрубное пространство с целью обеспечения доставки ингибитора к приёму насоса или башмаку лифта. Объём перепуска продукции скважины обусловлен технологическими параметрами её работы. Рекомендуется перепускать до 10 % добываемой продукции.

При отсутствии дозировочных насосов малой производительности готовится 1–10 % водный раствор ингибитора и закачивается существующими дозировочными насосами в затрубное пространство.

Анализ установки дозировочной с электроприводом

На Мамонтовском месторождении применяется несколько типов установок дозировочных с электроприводом (УДЭ), и в каждой из этих установок есть соответствующие недостатки, которые нуждаются либо в устранении, либо в модернизации. Произведём анализ установок, используемых на Мамонтовском месторождении, и выведем эффективную установку УДЭ. Общая схема конструкции установки изображена на рисунке 4.

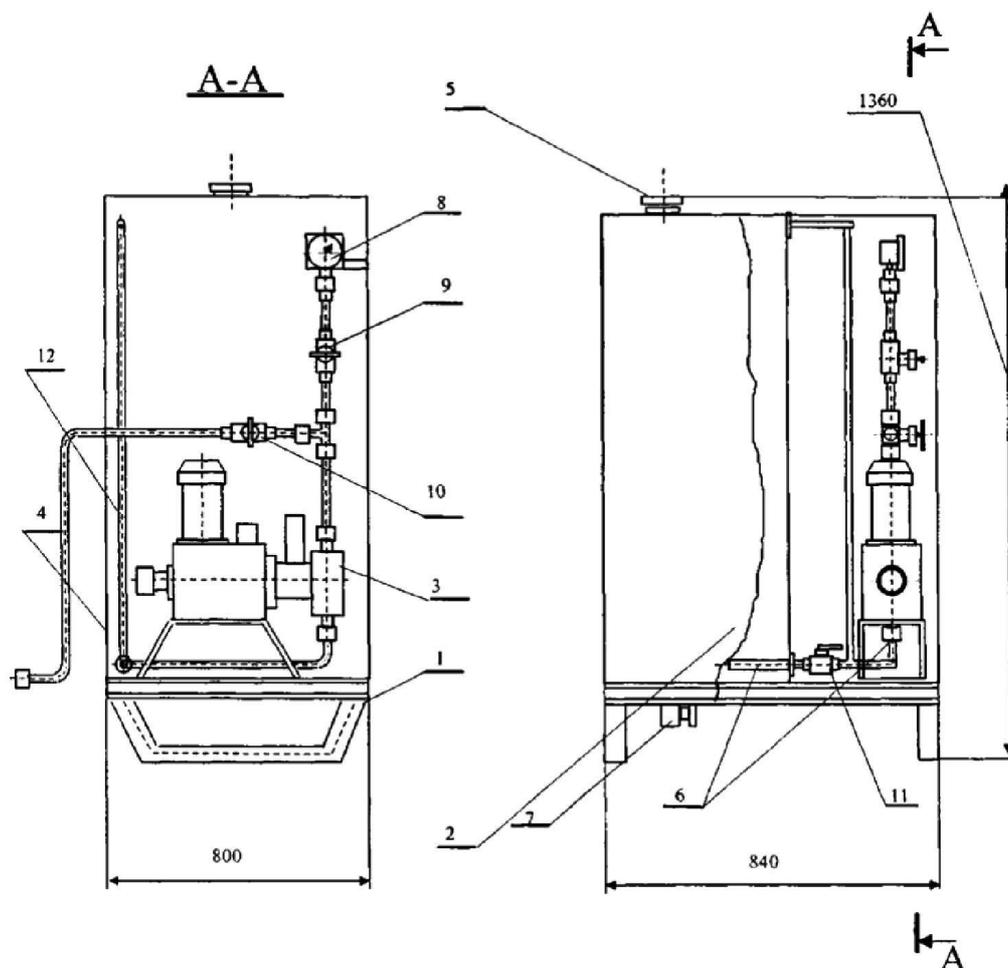


Рисунок 4 – Установка дозирочная электронасосная УДЭ:

1 – рама; 2 – бак; 3 – насос; 4 – кожух установки; 5 – заливная горловина;
6 – фильтры; 7 – вентиль; 8 – манометр; 9, 10, 11 – вентиль; 12 – уровнемер

Анализ конструкции УДЭ производства НИИ «Промхим» (г. Казань)

Проблема с поступающими установками УДЭ для борьбы с солеотложениями производства НИИ «Промхим» (г. Казань) заключается в том, что в том виде, в каком они поступают с завода-изготовителя, они использоваться не могут и нуждаются в доработках и модификациях.

Установки имеют следующие конструктивные недостатки и недоработки:

- обвязка ёмкости для химических реагентов, насоса и нагнетательного трубопровода выполнена из медных трубок (в силу малых размеров насосного отсека установки эти трубки изогнуты под достаточно острыми углами, что приводит к образованию микротрещин в местах перегибов и, как следствие, к утечкам закачиваемых химических реагентов);
- в качестве фильтрующего элемента используется топливный фильтр автомобильного инжекторного двигателя (данный фильтр не обладает пропускной и фильтрующей способностью, достаточной для фильтрации используемого ингибитора солеотложения СНПХ-5311);
- входящий в комплект поставки установки электроконтактный манометр по своим параметрам не соответствует условиям эксплуатации (не обеспечивает отключения электродвигателя установки при достижении предельных давлений);
- внутренняя поверхность ёмкости для химических реагентов не обработана какими-либо защитными составами (гуммирование);
- крепление крышки емкости для химических реагентов выполнено с использованием винтов-саморезов, не обеспечивающих надёжного крепления и не исключающих попадания в емкость атмосферных осадков.

По устранению этих неполадок (недоделок) следует произвести следующие работы:

- замена медных трубок обвязки стальными и резиновыми;
- изготовление и установка фильтрующих элементов с достаточной фильтрующей и пропускной способностью;
- монтаж крепёжной арматуры и установка электроконтактного манометра, способного работать в требуемом интервале давлений;
- обработка и нанесение защитного покрытия на внутреннюю поверхность ёмкости для химических реагентов;
- доработка крепления крышки емкости для химических реагентов.

Анализ конструкции УДЭ изготовленных ООО ХК «БаиСтройМаш»

В этой конструкции УДЭ выявлены следующие недостатки:

- некомплектность поставки, отсутствуют обратный клапан, нет поверки манометров, отсутствует однолинейная схема УДЭ;
- температурный режим работы насоса по паспортным данным: от -15 до $+200$ °С;
- величина ячейки фильтрующего элемента чрезвычайно мала, фильтр расположен внутри бака;
- отсутствует стравливающий вентиль;
- крышка бака изготовлена из алюминия (при попадании химреагента возможно окисление);
- отсутствует дыхательный патрубок;
- затруднен доступ к насосу и электродвигателю для обслуживания.

Анализ конструкции УДЭ, изготовленных ЗАО «ЛОЗНА»

Недостатки конструкций:

- использовать обратный клапан другой конструкции (данный клапан быстро выходит из строя, для замены и ремонта обратного клапана необходимо предусмотреть быстро разъёмные соединения. В данной конструкции УДЭ нет возможности установки клапана на трубу больше предусмотренного диаметра);
- на ёмкости не предусмотрен дыхательный патрубок;
- затруднён доступ к насосу и электродвигателю для обслуживания (заднюю дверь невозможно открыть одному человеку, необходимо закрепить дверь на шарнирах и приварить болт для закрывания);
- вентиля высокого давления не работают (при проведении ревизии выяснилось, что из 64 вентилях 16 брак, что составляет четвертую часть, все вентиля изнутри покрыты ржавчиной);
- на мерном стекле не предусмотрена мерная, металлическая линейка;
- необходимо предусмотреть ванночки для сбора подтёков химических реагентов;
- в электрощите не установлено тепловое реле для защиты электродвигателя от токовых перегрузок;
- внутри ёмкости необходимо предусмотреть ребра жесткости и обрабатывать сварные швы специальным антикоррозийным составом;
- в комплект ЗИП обязательно вносить клапана, шарики, сальниковые уплотнения, предусмотренные на данный тип насоса;
- предусмотреть возможность вывода на телеметрию следующих параметров: давление, состояние (запуск – остановка), уровень химического реагента в ёмкости.

Итак, из вышеперечисленных недостатков и методов их устранения можно вывести одну наиболее эффективную конструкцию УДЭ, которая бы соответствовала всем технологическим требованиям.

Примерно такой конструкции должна соответствовать установка УДЭ, используемая на Мамонтовском месторождении:

- внешняя и внутренняя поверхность ёмкости должна быть обработана защитным составом от разъедания ингибитором и ржавчиной;
- обвязка ёмкости для химических реагентов, насоса и нагнетательного трубопровода должна быть стальной или резиновой;
- фильтры должны обеспечивать хорошую пропускную способность и удерживать механические примеси;

- крепление щитка и крышки ёмкости должно обеспечивать герметичность и предотвращать попадание грязи и влаги;
- обязательное отключение дозирочного насоса по min и max давлению;
- на мерной трубке обязательна установка линейки из несгораемого материала со шкалой деления до 1 м;
- температурный режим работы насоса должен соответствовать нормам: от –50 до +50 °С;
- электропроводка и заземляющие шины на электроприборы блока должны соответствовать требованиям ПЭЭТ и межотраслевых правил;
- УДЭ должна быть сконструирована таким образом, чтобы была возможность устранить возникшие неполадки на месте.

Широкое применение получила установка УДЭ производства НИИ «Промхим» (г. Казань).

Применяемые ингибиторы солеотложения

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всём пути движения продукции скважин от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

На Мамонтовском месторождении используют следующие ингибиторы:

- ПАФ-13А – водный раствор полиаминометилфосфонатов, предназначенный для предотвращения образования отложений труднорастворимых солей на нефтепромысловом оборудовании в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти;
- СНПХ-5311 – представляет собой многокомпонентную смесь азота фосфоросодержащих продуктов, предназначенную для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений солей карбоната кальция.

Выбор ингибитора для нефтяного месторождения, где эксплуатация нефтепромыслового оборудования осложняется солеотложением, производится на основе химического состава образующихся солевых осадков и технологических свойств реагента (ингибирующей активности, агрегатного состояния, совместимости с пластовой водой, коррозионной агрессивности, отсутствия влияния на подготовку нефти, термической стабильности и др.).

В таблице 1 приведены результаты исследований эффективности применения различных ингибиторов.

Таблица 1 – Эффективность ингибиторов солеотложения

Содержание ионов, мг/л	Ингибитор	Защита (%) при дозировке, мг/л			
		10	20	50	100
Ca ²⁺ – 200; HCO ₃ ⁻ – 1201; вода содержит избыток HCO ₃ ⁻	ПАФ-13А	26	43	50	53
	СНПХ-5301	62	82	92	90
	СНПХ-5311	37	54	70	72
	СНПХ-5312С	54	78	86	87
	СНПХ-5313	58	82	70	65
	Нарлекс-Д54	96	97	70	–

Из всех вышеперечисленных ингибиторов широкое распространение получил ингибитор солеотложения СНПХ-5311.

Ингибитор СНПХ-5311 обладает высокой эффективностью предотвращения карбонатных отложений на всём пути технологического процесса добычи нефти; обеспечивает защиту глубинного и поверхностного нефтепромыслового оборудования от солеотложений; проявляет высокую противонакипную активность в теплообменных установках термохимического обезвоживания и обессоливания нефти. Ингибитор СНПХ-5311 предотвращает отложения сульфата бария при концентрации 30 мг/дм³. Основные характеристики ингибитора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики ингибитора СНПХ-5311

Внешний вид	однородная жидкость светло-жёлтого цвета
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1160
Водородный показатель, рН	2,5–5,5
Температура застывания	не выше –50 °С
Эффективность ингибирования осадкообразования карбоната кальция, %, при дозировке 30 грамм на тонну	не менее 60

Ингибитор СНПХ-5311 проявляет свойства ингибитора коррозии. Скорость коррозии составляет 0,015 мм/год. Реагент хорошо растворим в воде, малотоксичен, взрывобезопасен, трудногорюч.

Подача СНПХ-5311 осуществляется непрерывно или периодически в количестве 10–30 г на тонну обрабатываемой воды в зависимости от минерализации промышленных вод.

СНПХ-5311 не оказывает отрицательного влияния на процессы подготовки и переработки нефти и нефтепродуктов.

Из описанного выше следует, что для Мамонтовского месторождения эффективным ингибитором является ингибитор СНПХ-5311, так как он предотвращает отложения солей и соответствует климату Западной Сибири.

Анализ применения ингибитора СНПХ-5311

В таблице 3 приведены результаты применения ингибитора СНПХ-5311 на Мамонтовском месторождении.

Таблица 3 – Результат применения ингибитора солеотложений СНПХ-5311 на Мамонтовском месторождении

Скважина	7455
Дата запуска УДЭ	12.03.2012 г.
Период эксплуатации УДЭ, сут.	236
МРП до установки УДЭ	100
Средний текущий МРП	240
Коэффициент увеличения МРП	2,36

Итак, при рассмотрении значения межремонтного периода до установки УДЭ и значения среднего текущего ремонта можно проследить, насколько увеличился межремонтный период.

Применение многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений минеральных солей, которые состоят в основном из карбонатов кальция и магния, применяется несколько марок ингибиторов солеотложения. Это главным образом ПАФ-13А зимний (ТУ6-02-1346-87 с изм. 1–3) и СНПХ-5311 (ТУ39-05765670-ОП-233-97 с изм. 1–3) производства ОАО «Химпром» (г. Новочебоксарск), а также ХПС-001 (ТУ 39-43122451-ОП-16-98) и ХПС-005 (ТУ 245831-040-43122541-01) производства «Когалымский завод химреагентов» ТПП ОАО «Когалымнефтегаз» (г. Когалым). Указанные реагенты представляют собой растворы различных аминофосфонатов в воде и этиленгликоле и поставляются в железнодорожных цистернах или в стальных бочках вместимостью 100–275 л. В последнее время используется импортный ингибитор солеотложения Нарлекс-Д54 производства Великобритании, широко применяющийся на нефтепромыслах в Северном море. В отличие от российских реагентов он имеет другую химическую природу и представляет собой натриевую соль полиакриловой кислоты с молекулярной массой 5000.

Ингибиторы солеотложения применяются, в первую очередь, для защиты скважинных насосов, поскольку отложения солей на рабочих деталях этого высокотехнологичного оборудования существенно осложняют его работу, приводя к преждевремен-

ному выходу из строя. Как правило, наработка на отказ скважинных насосов при наличии отложения солей уменьшается в 3–5 раз и более.

При разработке технологии ингибиторной защиты наиболее важным является подбор эффективного ингибитора солеотложения применительно к конкретным параметрам эксплуатации скважин и химическому составу попутно-добываемой воды. Однако возможности подбора ингибиторов весьма ограничены, так как ассортимент ингибиторов солеотложения, выпускаемых отечественной химической промышленностью, не велик. Связано это, очевидно, со сложностью и трудоёмкостью разработки и синтеза новых активных химических соединений. В то же время существует более экономичный, но не менее эффективный способ как расширения ассортимента ингибиторов солеотложения, так и повышения их качества – это создание многокомпонентных смесей различных ингибиторов солеотложения с синергетическим ингибирующим эффектом. Определённые принципы комбинирования ингибиторов для получения композиций с синергетическим эффектом, т.е. эффектом, превышающим сумму эффектов исходных компонентов, пока не разработаны, и составление композиций является результатом эмпирического подбора. Однако одно из условий хорошо известно: для получения синергетической многокомпонентной композиции должны использоваться ингибиторы различной химической природы.

В статье представлены результаты исследования эффективности двухкомпонентных смесей ингибитора солеотложения Нарлекс-Д54 на основе полиакриловой кислоты с ингибиторами солеотложения ПАФ-13А зимний, ХПС-001 и СНПХ-5311 на основе фосфорной кислоты. Содержание ингибитора Нарлекс-Д54 в смесях изменялось от 0 до 100 % с интервалом 20 %. Концентрация ингибиторов и их смесей в имитате пластовой воды изменялась от 0 до 80 мг/л.

Методика исследования ингибиторов солеотложения заключалась в том, что в лабораторных условиях моделировался и контролировался процесс образования карбоната кальция. Эффективность ингибиторов солеотложения рассчитывалась как процент кальция, который удерживается в растворе ингибитором, от его общего содержания. Испытания проводились на имитате пластовой воды хлоридно-кальциевого типа, что характерно для пластовых вод подавляющего большинства месторождений в Западно-Сибирском регионе. В имитате пластовой воды содержалось 1100 мг/л Ca^{2+} , 380 мг/л Mg^{2+} , 976 мг/л HCO_3^- и 14045 мг/л Cl^- .

Растворы имитата пластовой воды с ингибиторами солеотложения термостатировались в течение 5 часов при температуре 75 °С, которая приблизительно соответствует температуре в скважине на глубине установки насосов. Рабочие пробы содержали различное количество ингибитора. После термостатирования и охлаждения выпавший осадок отфильтровывали и в фильтрате определяли содержание ионов кальция.

Полученные результаты были обработаны и проанализированы.

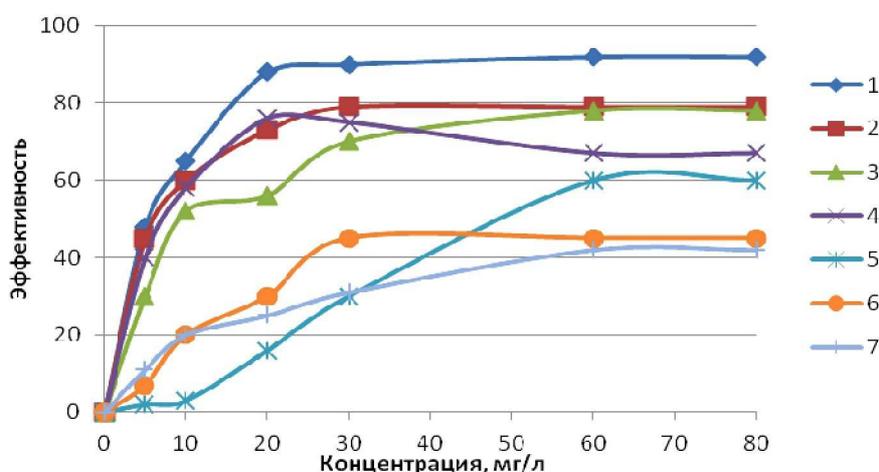


Рисунок 5 – Зависимость эффективности ингибиторов солеотложения и их смесей от концентрации:

- 1 – смесь Нарлекс-54 с СНПХ-5311 в соотношении 40 : 60 %; 2 – смесь Нарлекс-54 с ХПС-001 (60 : 40 %);
 3 – Нарлекс-54; 4 – смесь Нарлекс-54 с ПАФ-13А (75 : 25 %);
 5 – СНПХ-5311; 6 – ХПС-001; 7 – ПАФ-13А зимний

Из рисунка 5 видно, что ингибитор Нарлекс-Д54 обладает наибольшим эффектом среди однокомпонентных ингибиторов при исследованных концентрациях. Эффективность двухкомпонентных смесей этого ингибитора с другими ингибиторами превышает эффективность Нарлекс-Д54 практически во всём интервале концентраций. Это однозначно свидетельствует о том, что исследованные смеси проявляют синергетический ингибирующий эффект.

Для количественной оценки синергетического эффекта использовали отношение эффективности смеси ингибиторов $\mathcal{E}_{см}$ к эффективности смеси \mathcal{E}_a , рассчитанной по правилу аддитивности, т.е. по сумме эффективностей составляющих смесь ингибиторов при соответствующих концентрациях. Очевидно, что если $(\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a) > 1$, то проявляется синергетический эффект, если $(\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a) < 1$ – антагонистический эффект.

Из рисунка 6 следует, что отношение $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$ значительно изменяется как от содержания Нарлекс-Д54 в смеси, т.е. от состава смеси, так и от её концентрации, причём в каждой смеси имеются одна или две ярко выраженные области составов с синергетическим ингибирующим эффектом.

Составы ингибиторов солеотложения Нарлекс-Д54 и ПАФ-13А (см. рис. 6а) с массовым содержанием Нарлекс-Д54 от 60 до 80 % проявляют как синергетический ингибирующий эффект при концентрациях смеси 5–20 мг/л, так и антагонистический – при концентрациях более 30 мг/л. Смеси с массовым содержанием Нарлекс-Д54 0-60 и 85–100 % проявляют только антагонистический эффект при всех концентрациях смесей.

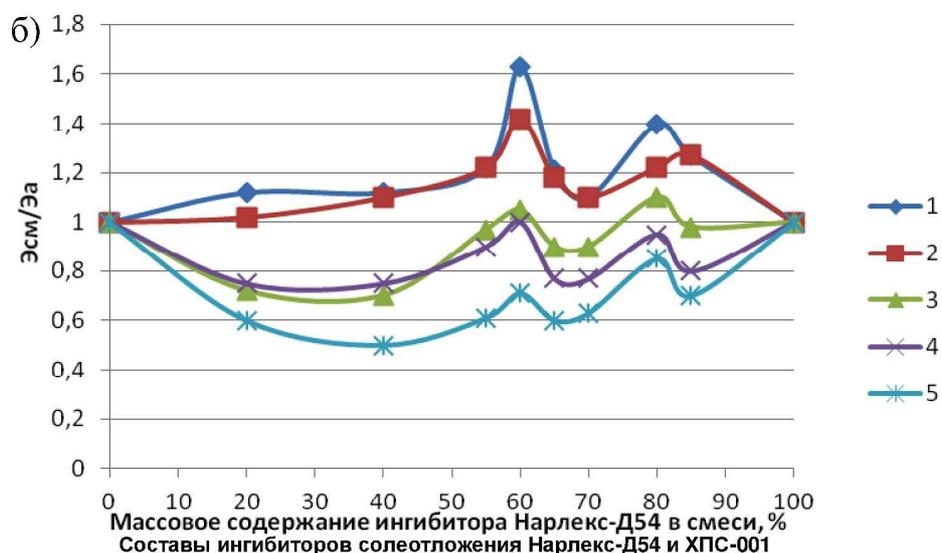
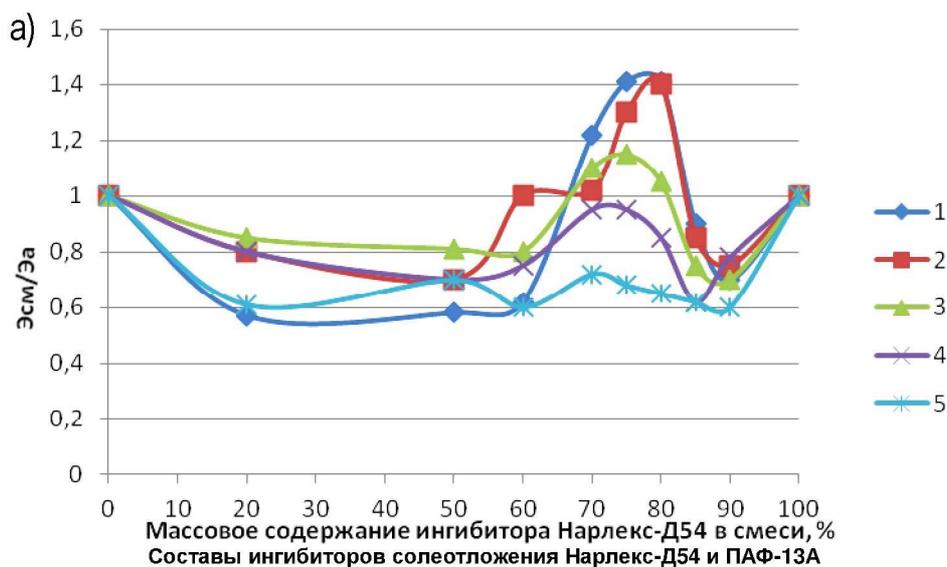
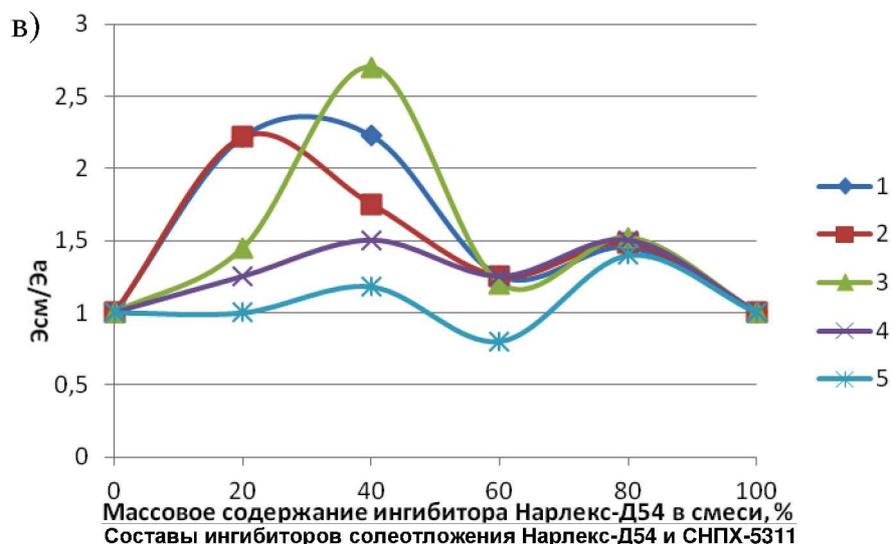


Рисунок 6 – Зависимость отношения $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$



Продолжение рисунка 6 – Зависимость отношения $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$:

смеси Нарлекс-Д54 + ПАФ-13А зимний (а), Нарлекс-Д54 + ХПС-001 (б), Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 (в) от содержания Нарлекс-Д54 при различной концентрации смеси:
1, 2, 3, 4, 5 – концентрация смеси составляет соответственно 5, 10, 20, 30, 60 мг/л

Смеси Нарлекс-Д54 с ХПС-001 (см. рис. 6б) проявляют синергетический эффект при массовом содержании Нарлекс-Д54 55–65 и 70–85 % и концентрации смеси не более 10 мг/л. При концентрациях смеси ингибиторов солеотложения 30 и 60 мг/л синергетический эффект исчезает и появляется антагонистический эффект. Все смеси Нарлекс-Д54 и СНПХ-5311 (см. рис. 6в) обладают синергетическим эффектом при любых соотношениях компонентов при концентрациях смеси не более 30 мг/л.

Для практического использования смесей ингибиторов солеотложения необходимо выделить составы с наибольшим синергетическим ингибирующим эффектом. В таблице 4 приведены составы и концентрации смесей ингибиторов солеотложения, при которых проявляется синергетический эффект. В этих интервалах целесообразно определить оптимальные составы смесей и их концентрации, при которых смеси обладают максимальным синергетическим эффектом и достаточно высокой эффективностью.

Таблица 4 – Состав и концентрация смесей ингибиторов солеотложения

Смесь ингибиторов солеотложения	Массовое содержание Нарлекс-54 в смеси, %, в интервале		Концентрация смеси, мг/л, в интервале	
	1	2	1	2
Нарлекс-54 + ПАФ-13А зимний	70–80	–	5–20	–
Нарлекс-54 + ХПС-001	55–65	70–85	5–20	5–20
Нарлекс-54 + СНПХ-5311	30–50	75–85	5–20	5–20

В таблице 5 приведены оптимальные составы и концентрации, а также синергетический эффект $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$ и эффективность смесей $\mathcal{E}_{см}$ при данных составах и концентрациях. Представленные результаты позволяют выбрать смеси и их рабочую концентрацию для наиболее эффективного применения. Эффективность всех смесей, приведенных в таблице 5, превышает эффективность наиболее эффективного однокомпонентного ингибитора солеотложения Нарлекс-Д54.

Из таблицы 5 следует, что смесь ингибиторов Нарлекс-Д54 и СНПХ-5311 при соотношении компонентов 60 : 40 % по сравнению с другими смесями обладает как максимальным синергетическим эффектом, так и максимальной эффективностью при соответствующих концентрациях. Поэтому на примере этой смеси определим некоторые показатели, значимые при практическом использовании ингибиторов.

Таблица 5 – Оптимальные составы и концентрации смесей ингибиторов солеотложения

Смесь ингибиторов солеотложения	Массовое содержание Нарлекс-54 в смеси, %	Концентрация смеси, мг/л	Синергетический эффект $\mathcal{E}_{см} / \mathcal{E}_a$	Эффективность смеси $\mathcal{E}_{см}$, %
Нарлекс-54 + ПАФ-13А зимний	75	5	1,4	40
		10	1,3	58
		20	1,1	77
Нарлекс-54 + ХПС-001	60	5	1,7	40
		10	1,4	60
		20	1,2	76
Нарлекс-54 + СНПХ-5311	40	5	2,2	48
		10	1,8	64
		20	2,5	88
		30	1,5	92

Одним из самых важных показателей при выборе ингибиторов солеотложения, как и всех других реагентов, является соотношение эффективности и удельного расхода ингибитора. Из рисунка 7 видно, что заданной ингибирующей эффективности 60 % достигают четыре исследованных состава смеси с массовым содержанием Нарлекс-Д54, равным 20, 40, 60 и 80 %, а также ингибитор Нарлекс-Д54. При этом с минимальным удельным расходом (9 мг/л) указанной эффективности достигают составы смесей с массовым содержанием Нарлекс-Д54 40 и 80 %. Эффективности 80 % достигают три состава смеси, причём состав с массовым содержанием Нарлекс-Д54 40 % обеспечивает эту эффективность при самом низком удельном расходе – 17 мг/л. Эффективность 90 % имеют только два состава с массовым содержанием Нарлекс-Д54 40 и 80 %, но первый состав при более низком расходе (24 мг/л).

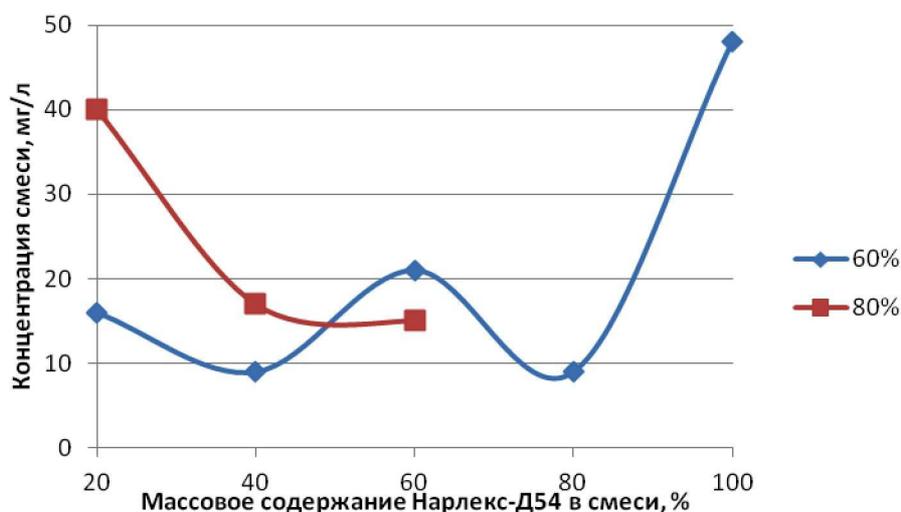


Рисунок 7 – Зависимость минимальной концентрации смеси Нарлекс-54 + СНПХ-5311 от массового содержания Нарлекс-Д54 в смеси при эффективности ингибирования смеси, равной 60 и 80 %

Результат применения ингибитора Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Использование смеси ингибиторов

Скважина	7455
Дата запуска УДЭ	12.03.2012 г.
Период эксплуатации УДЭ, сут.	236
МРП до установки УДЭ	100
Средний текущий МРП	240
Коэффициент увеличения МРП	2,4
Коэффициент увеличения МРП при использовании смеси ингибиторов Нарлекс-54 + СНПХ-5311	3,6

Основные выводы и рекомендации

1. На основе анализа фонда добывающих скважин Мамонтовского нефтяного месторождения выполнен подбор скважины-кандидата для применения комплексного ингибитора солеотложений, направленного на предотвращение отложения солей в нефтегазовом оборудовании. На данной скважине было замечено недостаточное увеличение межремонтного периода по причине отложения солей. Согласно требованиям по подбору скважин-кандидатов для ингибирования рекомендована скважина № 7455.

2. Проведён технологический расчёт проектирования процесса ингибирования солеотложений на скважине № 7455 Мамонтовского месторождения с использованием существующего регламента. Рекомендован комплексный ингибитор солеотложений Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311.

3. Технологический расчёт показал, что после применения комплексного ингибитора Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 МРП скважины № 7455 повысился с 240 до 360 суток.

4. Количество ремонтов скважины за 5 лет уменьшилось с 7 до 4. Чистая прибыль предприятия от применения установки по дозированию реагента на одной скважине составила 6,848 млн. руб. за 5 лет эксплуатации нового ингибитора.

5. Проведён технологический расчёт проектирования процесса ингибирования солеотложений на скважине № 7455 Мамонтовского месторождения с использованием существующего регламента. Рекомендуется использовать комплексный ингибитор солеотложений Нарлекс-Д54 (40 %) + СНПХ-5311 (60 %).

6. На завершающей стадии разработки Мамонтовского месторождения в условиях высокой обводнённости добываемой продукции необходимость правильного подбора ингибитора солеотложений является актуальной задачей. Поэтому внедрение нового комплексного ингибитора солеотложений Нарлекс-Д54 + СНПХ-5311 позволит продлить срок экономической и технологической эффективности эксплуатации Мамонтовского месторождения.

Литература:

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение отложений при добыче обводнённой нефти. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1987. – 168 с.
2. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М. : Издательство «Недра», 1985. – 215 с.
3. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Издательство Недра, 2004. – 402 с.
4. Кунакова А.М, Файзуллин Р.К., Гумеров Р.Р., Сидоренко В.В., Сулейманов А.Г. Мониторинг солеобразования в скважинном оборудовании и технологии его предупреждения в ООО «Газпромнефть-Хантос» // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. – № 12. – С. 66–67.
5. Майк Крабтри, Дэвид Эслингер, Фил Флетчер, Мэтт Миллер, Эшли Джонсон, Джордж Кинг. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования. – Schlumberger, Осень 2002. – С. 52–73 – URL : http://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield_review/russia02/aut02/p52_73.pdf

6. Проект разработки Мамонтовского нефтяного месторождения.
7. Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С. Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2003. – № 6. – С. 82–84.
8. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г. Влияние солеотложения на работу насосного оборудования в ОАО «Юганскнефтегаз» // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2001. – № 7. – С. 23–26.
9. Технологический регламент «Порядок планирования, организации и контроля исполнения работ по предотвращению и удалению солеотложений в скважинах и скважинном оборудовании на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос», 2009.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
12. Антониади Д.Г., Вартумян Г.Т., Савенок О.В., Ефименко Б.В., Кусов Г.В. Скважинная добыча нефти : методические указания по выполнению контрольной работы по дисциплине «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» для студентов всех форм обучения специальности 130503 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2010. – 87 с.
13. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
14. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
15. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
16. 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.
17. 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.
18. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
19. Усов С.В., Савенок О.В., Климов В.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
20. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти : методические указания по практическим занятиям по дисциплине «Оборудование для добычи нефти» для студентов-бакалавров всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.

21. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.

22. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» для студентов-бакалавров и магистров всех форм обучения направления подготовки 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.

23. 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.

24. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>, 1,000 у.п.л.

25. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013». 9–12 апреля 2013 г. Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 129.

26. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин» (18–19 апреля 2013 года, г. Краснодар, пос. Яблоновский).

27. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

28. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

29. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 82–108. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-82-108.pdf>

30. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Prevention of deposits at extraction of the flooded oil. – Ufa : Bashkir book publishing house, 1987. – 168 p.

2. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Yu.P., Lyushin S. F. Prevention of salt formation at oil production. – M. : Nedra publishing house, 1985. – 215 p.

3. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation at oil production. – M. : Publishing house Nedra, 2004. – 402 p.
4. Kunakova A.M, Fayzulin R.K., Gumerov R.R., Sidorenko V.V., Suleymanov A.G. Monitoring of salt formation in the borehole equipment and technology of his prevention in LLC Gazpromneft-Khantos // the Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2011. – No. 12. – C. 66–67.
5. Mike Krabtri, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miller, Ashley Johnson, George King. Fight against salt sedimentations – removal and prevention of their education. – Schlumberger, Fall of 2002. – P. 52–73 – URL : http://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield_review/russia02/aut02/p52_73.pdf
6. Project of development of the Mamontovsky oil field.
7. Perekupka A.G., Yelizarova Yu.S. Effektivnost and prospects of use of multicomponent mixes of inhibitors of salt sedimentation // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2003. – No. 6. – P. 82–84.
8. Ragulin V.V., Smolyanets E.F., Mikhaylov A.G. Influence of salt sedimentation on operation of the pump equipment in JSC Yuganskneftegaz // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – M. : VNII OENG, 2001. – No. 7. – P. 23–26.
9. Production schedules «An order of planning, the organization and control of execution of works on prevention and removal of salt sedimentations in wells and the borehole equipment on fields of LLC Gazpromneft-Khantos», 2009.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
12. Antoniadi D.G., Vartumyan G.T., Savenok O.V., Efimenko B.V., Kusov G.V. Borehole oil production : methodical instructions on performance of an examination on discipline «Operation of oil and gas wells» for students of all forms of education of the specialty 130503 Development and operation of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2010. – 87 p.
13. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of the diplomaed experts 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.
14. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of the diplomaed experts 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
15. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
18. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 pages.
19. Usov S.V., Savenok O.V., Klimov V.V. Workover. Restoration of tightness of up-setting columns : methodical instructions to a practical training on disciplines «Reconstruction and restoration of wells» («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile) and «Technology of drilling of oil and gas wells» («Drilling of Oil and Gas Wells» profile) for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar: Prod. Ky6ГТУ, 2013. – 63 p.

20. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. *Oborudovaniye's Moustaches for oil production: methodical instructions on a practical training on discipline «The equipment for oil production» for students bachelors of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business».* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.

21. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. *Design of acid processing of layer : methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business».* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.

22. Koshelev A.T., Usov S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. *Reconstruction and restoration of wells : the manual on discipline «Reconstruction and restoration of wells» for students bachelors and masters of all forms of education of the direction of preparation 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Oil and gas business».* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – 284 p.

23. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. *Scientific bases and practice of development of oil and gas wells.* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

24. Antoniadi D.G., Savenok O.V. *A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine KubSTU).* – Krasnodar : KubSTU, 2013. – No. 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>, 1,000 at. item of I.

25. Sharypova D.D., Savenok O.V. *A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2013». April 9–12, 2013. Section 2 Development of Oil and Gas Fields, well-drilling.* – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 129.

26. Sharypova D.D., Savenok O.V. *Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling» (on April 18–19, 2013, Krasnodar, settlement of Yablonovsky).*

27. Berezovsky D.A., Kusov G. V., Savenok O.V., Matveeva I.S. *The analysis of carrying out solyanokislotty processing of wells on the Average and Makarikhinsky field / Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok.* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

28. Savenok O.V. *Ispolzovaniye koltyubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing wells / Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok.* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

29. Berezovsky D.A., Kusov G. V., Savenok O.V. *Methods of prevention and elimination of hydrate formation at operation of gas wells on the example of the field Nodal // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin).* – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 82–108. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-82-108.pdf>

30. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. *To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11.* – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>