

## Методы предупреждения солеотложений

**А.О. Мандеев\*, И.Р. Гадельшин**

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

E-mail: \*aomandeev@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается проблема выбора методов предупреждения отложения солей как осложняющего фактора в нефтяных скважинах месторождений, входящих в группу компаний ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь». Представлены способы предупреждения солеотложений в скважинах, оснащенных электроцентробежными насосами. Рассмотрены ингибиторы солеотложения при эксплуатации скважин, а также при других геолого-технических мероприятиях. Составлен алгоритм подбора методов для предупреждения выпадения солей, и даны рекомендации по выбору методов предупреждения солеотложений согласно приоритетам.

**Ключевые слова:** методы борьбы с солеотложением, ингибиторы солеотложения, солеобразование, скважина, призабойная зона пласта.

**Для цитирования:** Мандеев А.О., Гадельшин И.Р. Методы предупреждения солеотложений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art10>

### Введение

Добыча нефти и природного газа не так проста, как кажется на первый взгляд. Если на поверхности земли устье скважины выглядит как «новым после покраски», то это не означает, что внутри нее нет каких-либо проблем с процессом добычи сырья. Имеется огромное количество преград, которые делают доставку флюидов из недр земли на поверхность очень трудоемкой задачей. Одной из таких проблем является выпадение неорганических солей в скважине, призабойной зоне пласта, на поверхности подземного оборудования, в системах промыслового сбора и подготовки нефти и газа [1–3]. Результат от выпадения солей в скважинах может быть такой силы и таким внезапным, что даже дебит скважины с хорошими показателями добычи нефти падает до нуля всего за сутки. На сегодняшний день нефтехимическая промышленность не стоит на месте, поэтому в мире существует множество технологий решения данного вопроса [4, 5].

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь», как и на большинстве нефтяных месторождений, существует проблема выбора метода предупреждения солеотложений, для которого требуется знать не только физико-химические процессы, но и причины, вызывающие выпадение солей при различных геологических условиях залегания нефти [6, 7]. Необходимо уметь прогнозировать, выполнять контроль и

своевременно предотвращать возможное появление солеотложений в процессе эксплуатации скважин [8]. Особенно важно сосредоточить внимание на правильном выборе необходимых методов борьбы с отложениями солей, которые позволили бы достичь максимальной их эффективности в конкретных условиях с учетом экономической целесообразности [9]. Целью данной работы является анализ методов предупреждения солеотложений и обоснование их применения для различных ситуаций.

Эксплуатация скважин всегда сопровождается возникновением ряда осложнений. На Ватьеганском месторождении при дальнейшей эксплуатации можно ожидать следующие виды осложнений с различной степенью их влияния на надежность работы погружного оборудования и труб:

- отложения солей;
- асфальто-смоло-парафиновые отложения;
- коррозионная агрессивность пластового флюида;
- влияние механических примесей;
- повышенное газосодержание на входе в насос.

Все эти осложнения приводят к снижению межремонтного периода скважин и требуют проведения различного рода мероприятий по их предупреждению. Основное количество ремонтов в скважинах с УЭЦН (установкой электроприводного центробежного насоса) проведено по следующим причинам (рис. 1):

- снижение динамического уровня (31,3%);
- солеотложения (12,9%);
- коррозия оборудования (10%);
- засорение насоса (8%).

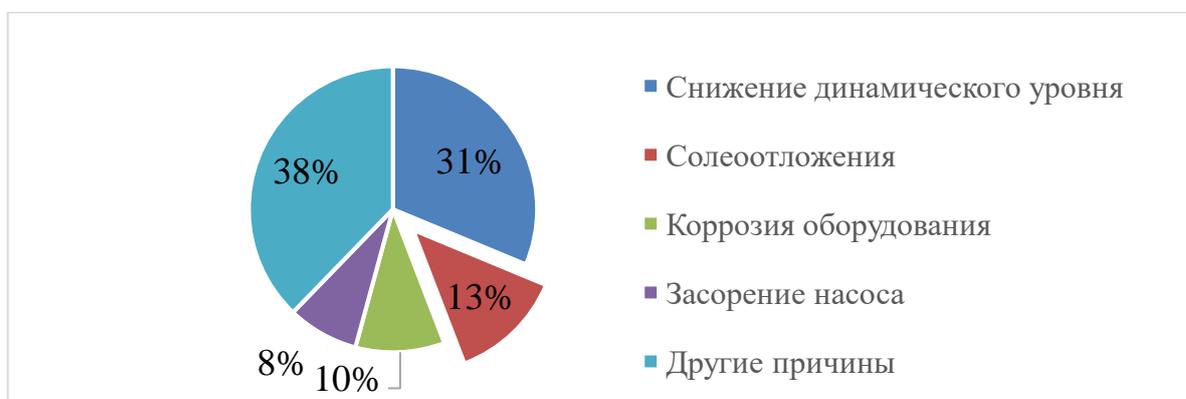


Рис. 1. Причины проведения ремонтов в скважинах, оборудованных УЭЦН

В табл. 1 приведены причины преждевременных отказов УЭЦН и УШГН (установка штангового глубинного насоса) за 2018 г. Как видно из таблицы, существенная часть отказов насосных установок (10–15%) происходила по причине образования отложений солей.

Таблица 1

**Причины преждевременных отказов УЭЦН за 2018 год**

Причина отказа	Количество отказов	
	шт.	%
<b>Отказ УЭЦН</b>		
Аварии (коррозия НКТ – 4, нарушение технологии ремонта – 1)	5	1,9
Заводской брак ГЗ, НКТ	2	0,8
Засорение	4	1,5
Коррозия (НКТ, поверхности насоса)	39	15,0
Нарушение технологии ремонта	4	1,5
Не представлено оборудование для разбора	2	0,8
Негерметичность НКТ	79	30,4
в том числе с большой наработкой	66	25,4
Некачественный ремонт ГЗ	2	0,8
Отложения солей	39	15,0
Отсутствие допустимого интервала размещения ЭЦН	2	0,8
Снижение изоляции кабеля	4	1,5
Снижение динамического уровня	10	3,8
Не расследовано (снижение подачи, отсутствие подачи)	64	24,6
<b>Всего</b>	<b>260</b>	<b>100</b>
<b>Отказ УШГН</b>		
Солеотложения	9	10,2
Негерметичность НКТ с большой наработкой	4	4,5
Обрыв (отворот) штанг	6	6,8
Обрыв штока	2	2,3
Отворот штанг	1	1,1
Засорение клапанов продуктами коррозии, песком	11	12,5
Коррозия	2	2,3
Заводской брак штанг	1	1,1
Некачественный ремонт насоса	2	2,3
Истирания НКТ штангами	11	12,5
Истирания анкерного шпинделя	3	3,4
Гидратопарафиноотложения	1	1,1
Не расследовано	35	39,8
<b>Всего</b>	<b>88</b>	<b>100</b>

Примечания: НКТ – насосно-компрессорные трубы, ГЗ – гидрозащита.

За 2018 г. по причине солеотложения произошло 39 преждевременных отказов УЭЦН с наработкой 192 суток. Причины подъема ЭЦН – отсутствие подачи, снижение подачи, клин насоса.

На месторождении имеет место рост солеобразующего фонда, 13 скважин с отказами по причине солеотложений не относились к осложненному фонду. Проблеме роста солеобразующих скважин следует уделять очень серьезное внимание. Предотвращение солеотложений в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным видом осложнений [10]. В данной ситуации большую роль играют прогнозирование солеобразующего фонда и своевременное включение скважин в осложненный фонд для обработок ингибитором. В связи с этим рекомендуется проводить расчеты по прогнозированию вероятности солеотложений при разных режимах работы, проводить мониторинг и контроль за работой фонда и своевременно проводить профилактические мероприятия [7].

Удаление солевых отложений химическим путем зачастую является первым, самым дешевым методом, особенно в случае, когда применение механических методов затруднено, а также неэффективно или дорого. Вообще, из множества методов борьбы с отложениями солей эффективными и популярными являются химические методы с применением ингибиторов солеотложений [6, 9].

Одним из таких методов предупреждения солеотложений является периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины [8]. Попав в скважину, ингибитор солеотложения создает защитную пленку на поверхности образовавшегося кристалла соли, которая препятствует дальнейшей коагуляции (слипанию) мелких кристаллов в крупные. Ингибитор солеотложения периодически закачивается в затрубное пространство скважины в объеме, обеспечивающем защиту от солеобразования на время межочистного периода (МОП), то есть до проведения следующей обработки. Объем одной обработки рассчитывается, исходя из оптимальной дозировки реагента и объема добываемой воды в течение МОП. Необходимо отметить, что по существующим методикам дозировку ингибитора следует устанавливать на основании паспортной характеристики реагента [7]. При расчетах необходимо учитывать потери реагента на смачивание эксплуатационной колонны скважины. Величину МОП определяют по результатам анализов добываемой воды на вынос ингибитора солеотложения.

В компании производят обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) скважины ингибитором солеотложения при производстве текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС). В данном случае закачку ингибитора солеотложения в ПЗП производят при проведении ТКРС.

Необходимо помнить, что выбор технологии предотвращения солеотложения методом ингибирования зависит от двух параметров: зоны солеотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент, и объема воды, подлежащей ингибированию. Немалую роль играет расположение самих скважин на месторождении.

Наряду с периодической закачкой существует и постоянный метод подачи ингибитора солеотложения на прием насоса. При этом подача ингибитора солеотложения в глубиннонасосное оборудование (ГНО) осуществляется по капиллярному трубопроводу (внутренний диаметр 1–2 мм) устройством дозирования реагента, состоящего из дозирующего насоса, емкости хранения реагента и блока местной автоматики. Монтаж данного трубопровода производится к колонне насосно-компрессорных труб при спуске ГНО. Заправку емкости блока дозирования реагента производит специализированная организация по заявке цеха добычи нефти и газа.

Не менее важный метод – это закачка ингибитора солеотложения при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП). Он используется в случае выявления отложения солей в результате взаимодействия химических реагентов, применяемых при производстве ГРП, и пластовой воды. В частности выпадения солей сульфата бария ( $BaSO_4$ ) при смешении пластовой воды «юрских» отложений, содержащей ионы  $Ba^{2+}$ , с деструктором геля, содержащем анион  $SO_4^{2-}$ , из-за увеличения температуры жидкости в рабочих каналах электроцентробежного насоса (ЭЦН). Ингибитор солеотложения добавляют в буферную жидкость при завершающей продавке при производстве ГРП.

Так же, как и традиционные методы, в компании применяют резонансно-волновые комплексы (РВК) в компоновке ЭЦН. Резонансно-волновой комплекс воздействует переменным электромагнитным полем на скважинный флюид, в результате чего в добываемой жидкости происходит активное образование мелких кристаллов измененной структуры, которые выносятся на поверхность, не откладываясь на скважинном оборудовании. РВК монтируется в нижнем основании погружного двигателя (ПЭД) установки ЭЦН.

Существует и такой специальный метод, как применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором. [3]. В данном случае твердый ингибитор солеотложения размещается в специальном контейнере, который монтируется к нижнему основанию ПЭД установки ЭЦН, либо к НКТ. В процессе эксплуатации твердый ингибитор растворяется в добываемой жидкости и препятствует солеобразованию. Защитный период определяется количеством подвешиваемых контейнеров и расходом реагента в зависимости от объема добываемой жидкости. Расход реагента регулируется количеством открытых отверстий в контейнере. Количество подвешиваемых контейнеров ограничивается нагрузкой на фланцевые соединения ЭЦН.

Еще один метод, применяемый для борьбы с солеотложением, – это использование инкапсулированных ингибиторов с размещением в зумпфе скважины. Технология микрокапсулирования основана на использовании капсул диаметром не более 75 мкм, внутри которых находится активная ингибиторная основа, диффундирующая через полимерную мембрану. Капсулированный ингибитор размещается в зумпфе скважины (при проведении ТКРС или при остановке скважины), данная технология не предусматривает задавки ингибитора в пласт (ПЗП). Максимальная величина зумпфа скважины для эффективного размещения инкапсулированного ингибитора не более 50 м. Количество ингибитора рассчитывается исходя из существующего зумпфа скважины. По истечении времени защитного действия ингибитора необходимо повторить его закачку.

Одним из методов предупреждения солеотложений является применение ЭЦН с рабочими органами из полимерных материалов. Рабочие органы ЭЦН, выполненные из полимерных материалов, характеризуются низкой адгезией материалов и высокой чистотой проточных каналов. Благодаря низкой адгезии рабочих органов ЭЦН снижается скорость солеотложения на рабочих органах насоса, что способствует продлению безотказного срока службы ГНО. Применение низкоадгезионных ЭЦН не решает полностью проблему солеотложения на рабочих органах ЭЦН, но позволяет улучшить защитный эффект при комбинировании с другими, вышеперечисленными методами предупреждения. Так совместное применение периодических обработок ингибитором затрубного пространства скважины с низкоадгезионным ЭЦН позволяет либо снизить объем закачиваемого реагента, либо увеличить межочистной период.

Самым новейшим методом борьбы с отложениями солей является применение ингибиторов солеотложений в составе пен. Сущность метода заключается в том, что в

затрубное пространство скважины подается ингибирующая композиция в составе мелкодисперсной высокоустойчивой азотсодержащей пены. Ингибирующая композиция готовится в следующей последовательности. Вначале готовят водный раствор карбоксиметилцеллюлозы с выдержкой для набухания в течение 24 ч. Затем в него вводят расчетное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии, которые тщательно перемешиваются. Последним вводится пенообразователь. Использование азота вместо воздуха исключает образование оксидов железа и возникновение каких-либо других нежелательных окислительных процессов [4].

Вспененная ингибирующая композиция способна длительное время сохранять свою структуру и обеспечивать защиту подземного оборудования, контактируя с поверхностью НКТ и эксплуатационной колонны. При этом содержащийся в ней ингибитор коррозии образует на поверхности металла защитную пленку, а ингибитор отложения солей, адсорбируясь на поверхности оборудования, предотвращает агрегацию зародышей микрокристаллов сульфида железа [5].

Для использования и подбора необходимых методов предупреждения солеотложения для различных скважин необходимо знать их основные характеристики и проблемы при эксплуатации скважин [9]. В табл. 2 приведены необходимые критерии для скважин с рекомендациями по выбору методов предупреждения солеотложения.

Таблица 2

**Критерии применения методов предупреждения солеотложений для скважин**

Скважины	Методы предупреждения солеотложения (согласно приоритетам)
Скважины механизированного фонда, осложненного солеобразованием с обводненностью добываемой продукции свыше 30% при наличии круглогодичного проезда к скважине	1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины; 2) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН; 3) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС
Скважины механизированного фонда, осложненного солеобразованием с обводненностью добываемой продукции ниже 30% при наличии круглогодичного проезда к скважине	1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН; 2) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины; 3) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС

Скважины механизированного фонда, осложненного солеобразованием при отсутствии круглогодичного проезда к скважине	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН;</li> <li>2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором;</li> <li>3) применение инкапсулированных ингибиторов</li> </ol>
Новые скважины из бурения (освоения) при выявлении солеотложений по результатам эксплуатации соседних скважин	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) закачка ингибитора солеотложения при проведении ГРП;</li> <li>2) проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при освоении (без ГРП);</li> <li>3) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины (при эксплуатации)</li> </ol>
Скважины при проведении ГРП, где возможно выпадение солей в результате взаимодействия химических реагентов, применяемых при ГРП, и пластовой воды	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) закачка ингибитора солеотложения при проведении ГРП;</li> <li>2) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН;</li> <li>3) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором</li> </ol>
Скважины с нарушением ЭК, оборудованные ЭЦН+пакер	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН;</li> <li>2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором;</li> <li>3) проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС</li> </ol>
Скважины с нарушением ЭК, оборудованные ЭЦН в кожухе	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН при возможности монтажа внутри кожуха;</li> <li>2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором на хвостовике ниже пакера;</li> <li>3) проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС</li> </ol>
Скважины с ОРЭ, оборудованные компоновкой типа УОРЭП-ЭЦН	<p>I. солеотложения по верхнему объекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины;</li> <li>2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС;</li> </ol> <p>II. солеотложения по нижнему (подпакерному) объекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором на хвостовике ниже пакера;</li> <li>2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС</li> </ol>

Скважины с ОРЭ, оборудованные компоновкой типа ПРОК-ОРЭ	1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины; 2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС
Скважины с ОРЭ, оборудованные компоновкой ЭЦН-ЭЦН, ШГН-ЭЦН (дуальная система, нижний ЭЦН размещен в кожухе)	I. солеотложения по верхнему объекту: 1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины; 2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС; II. солеотложения по нижнему (подпакерному) объекту: 1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН при возможности монтажа внутри кожуха; 2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором на хвостовике ниже пакера; 3) проведение обработки ПЗП нижнего объекта ингибитором солеотложения при производстве ТКРС

### Выводы

В последнее десятилетие заметно прибавилось множество важных достижений науки и техники в сфере регулирования и устранения солеотложений. Отложение солей в призабойной зоне пласта и в скважинном оборудовании является одной из основных эксплуатационных проблем при добыче нефти, способствующих повреждению пласта. На данный момент в нефтяной промышленности преобладает ряд химико-механических средств, которые позволяют не только предотвращать выпадение солей, но и удалять их. В данной работе были рассмотрены методы предупреждения солеотложений и правильное их применение для различных ситуаций. Рассмотрены различные по составу и применению ингибиторы солеотложений. Даны рекомендации по выбору методов предупреждения солеотложения согласно приоритетам.

### Литература

1. Сыртланов А.Ш., Фасхутдинов Р.А., Шайдулин Г.Ш. и др. Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 59–61.

2. *Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
3. *Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г., Хлебников С.П.* Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2006. № 1. С. 38–41.
4. *Антипин Ю.В., Габдуллин Р.Ф., Яркеева Н.Р., Саматов М.И., Дорофеев С.В., Алетдинов И.Ф.* Пат. RU 2174590 С1 Способ защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования. № 2000130180/03; Заявл. 04.12.2000; Опубл. 10.10.2001 // Изобретения. Полезные модели. 2001. Бюл. № 28. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
5. *Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В.* и др. Защита обсадной колонны и оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102–105.
6. *Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Шайдуллин Ф.Д.* и др. Особенности кристаллизации гипса в скважинах и оптимизация расхода ингибиторов отложения солей // Нефтепромысловое дело. 2001. № 11. С. 34–37.
7. *Яркеева Н.Р.* Повышение эффективности предотвращения солеотложений в скважинах на поздней стадии разработки залежей: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2003. 24 с.
8. *Антипин Ю.В., Исланова Г.Ш., Кашипов Р.Р.* Повышение эффективности использования ингибиторов отложения солей // Интервал. 2003. № 8. С. 65–67.
9. *Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Исланова Г.Ш.* Оптимизация расхода ингибитора отложения солей // Проблемы нефти и газа: Сб. науч. тр. Уфа: Реактив, 2001. С. 145–146.
10. *Khormali A., Petrakov D.G.* Laboratory investigation of a new scale inhibitor for preventing calcium carbonate precipitation in oil reservoirs and production equipment // Petroleum Science. 2016. Vol. 10, № 2. P. 320–327. <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0085-6>

## The technology of scaling prevention

**A.O. Mandeev\*, I.R. Gadelshin**

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

E-mail: \*aomandeev@yandex.ru

**Abstract.** The article deals with the problem of choosing methods of preventing salt deposition as a complicating factor in the oil wells of the fields belonging to the group of companies «LUKOIL–Western Siberia». The methods of scaling prevention in the wells equipped with electric centrifugal pumps are presented. Scaling inhibitors during well operation, as well as other geological and technical measures are considered. The algorithm of selection of methods for prevention of salting-up is made, and recommendations on the choice of methods of prevention of salt deposition according to the priorities are given.

**Keywords:** methods of controlling the scaling, scaling inhibitors, salt formation, well, bottom-hole formation zone.

**Citation:** Mandeev A.O., Gadelshin I.R. The technology of scaling prevention // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art10> (In Russ.).

### References

1. *Syriltanov A.Sh., Faskhutdinov R.A., Shaidullin G.Sh.* et al. Ways to improve the efficiency of preventing the formation of deposits of inorganic salts in wells // Oil industry. 2002. No. 4. P. 59–61. (In Russ.).
2. *Kashavtsev V.E., Mishenko I.T.* Salt deposition during oil recovery. Moscow: Orbita-M, 2004. 432 p. (In Russ.).
3. *Ragulin V.V., Voloshin A.I., Mikhailov A.G., Khlebnikov S.P.* The study of scaling in the wells of OJSC «Rosneft-Stavropolneftegaz» and OJSC «Rosneft-Purneftegaz» and recommendations for its prevention // Scientific and technical bulletin OJSC «NK «Rosneft». 2006. No. 1. P. 38–41. (In Russ.).
4. Patent RU 2174590 C1. Method for protecting intrawell equipment from corrosion and salt deposits. No. 2000130180/03 // *Antipin Ju.V., Gabdullin R.F., Jarkeeva N.R., Samatov M.I., Dorofeev S.V., Aletdinov I.F.* No. 2000130180/03. Appl. 04.12.2000; Publ. 10.10.2001 // Discoveries. Inventions. 2001. Bull. No. 28. – Access at: <http://www1.fips.ru>
5. *Gabdullin R.F., Musin R.R.* et al. Protection of casing string and well equipment against corrosion and salt deposition by inhibiting compositions in the composition of nitrogen-containing foams // Oil Industry. 2005. No. 7. P. 102–105. (In Russ.).
6. *Antipin U.V., Yarkeeva N.R., Shaidullin F.D.* et al. Features of gypsum crystallization in wells and optimisation of scaling inhibitors // Oilfield Engineering. 2001. No. 11. P. 34–37. (In Russ.).

7. *Yarkeeva N.R.* Prevention of the efficiency of scaling in wells at the late stage of development of deposits // Synopsis of PhD thesis. Ufa: USPTU. 2003. 24 p. (In Russ.).
8. *Antipin U.V., Islanova G.Sh., Kashapov R.R.* Improving the efficiency of scaling inhibitors // Interval. 2003. No. 8. P. 65–67. (In Russ.).
9. *Antipin U.V., Yarkeeva N.R., Islanova G.Sh.* Spending optimization of scaling inhibitors // Oil and gas problems: Collected papers. Ufa: Reaktiv, 2001. P. 145–146. (In Russ.).
10. *Khormali A., Petrakov D.G.* Laboratory investigation of a new scale inhibitor for preventing calcium carbonate precipitation in oil reservoirs and production equipment // Petroleum Science. 2016. Vol. 10, No. 2. P. 320–327. <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0085-6>