

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КОМПАНИИ ООО «ЛУКОЙЛ — ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

SALT DEPOSITION PREVENTION IN THE WELLS OF LUKOIL — ZAPADNAYA SIBIR LLC FIELDS

Н. Р. Яркеева

Nataliya R. Yarkееva

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Э. А. Насыров

Emil A. Nasyrov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Рассматриваются процессы солеобразования на внутренних поверхностях глубинно-насосного нефтепромыслового оборудования, а также оборудования сбора и подготовки нефтяной продукции.

При эксплуатации скважин старых месторождений была выявлена их большая обводненность, что в большинстве случаев приводит к образованию осадков солей на внутренних стенках оборудования. Данная проблема остро стоит при добычи нефти, так как из-за солеотложения снижается производительность оборудования.

Борьба с уже образовавшимися отложениями солей очень затруднительна и убыточна, поэтому наиболее оптимальным методом защиты внутренних поверхностей оборудования является предотвращение выпадения солей в осадок. В данной статье рассматривается пример предупреждения солеобразования в компании ООО «Лукойл — Западная Сибирь».

В зависимости от состояния скважины, прискважинного оборудования, а также величины пластового давления применяют различные методы защиты внутренних поверхностей оборудования от оседания на них солевых отложений.

Скважины компании из фонда осложненных солеотложением регулярно обрабатывают ингибитором солеотложения ХПКС-004(А). Однако неправильное количество закачиваемого ингибитора может способствовать дальнейшему солеобразованию на данных скважинах и привести к убыткам компании.

Цель статьи заключается в определении оптимального способа защиты внутренних поверхностей глубинно-насосного оборудования и сохранения его производительности. Задачей статьи является вычисление оптимального количества закачки ингибитора солеотложения ХПКС-004(А) в нескольких скважинах различных месторождений ООО «Лукойл — Западная Сибирь».

Проанализировав полученные расчетные данные и сравнив их с фактическими количествами закачиваемого ингибитора солеотложения, были получены определенные выводы о необходимости увеличения или уменьшения объемов закачек ХПКС-004(А) в скважины.

This article deals with the salt formation processes on the internal surfaces of deep-pumping oilfield equipment, as well as equipment for collecting and preparing oil products.

When operating wells at old oil fields, their water cut was revealed, which in most cases leads to salts precipitation on the equipment internal walls. This problem is acute in oil production, as equipment performance decreases due to scaling.

Ключевые слова

солеобразование; солеотложение;
предотвращение солеобразования;
добыча нефти;
эксплуатация скважин;
борьба с отложениями
неорганических солей в скважине;
выпадение солей в осадок

Key words

salt formation; scaling; salt formation
prevention; oil production;
well operation; control of inorganic
salts deposits in the well;
salts precipitation

Combating already formed salts deposits is very difficult and unprofitable, so the best way to protect the equipment internal surfaces is to prevent the salts precipitation. In this article, an example of salt formation prevention in the company Lukoil — Zapadnaya Sibir LLC is considered.

Depending on the state of the well, near-well equipment, as well as the magnitude of the reservoir pressure, various methods are used to protect the internal surfaces of the equipment from the deposition of salt deposits on them.

Company wells, consisting of a fund complicated by scaling, are regularly treated with inhibitor of scaling CHPKS-004 (A). However, an incorrect injected inhibitor amount can promote further salt formation in these wells and lead to company losses.

The article purpose is to determine the best way to protect the internal surfaces of deep-pumping equipment and preserve its productivity. The paper aim is to calculate the optimum injection amount of the scale inhibitor CHPKS-004 (A) in several wells from various Lukoil — Zapadnaya Sibir LLC oil fields.

Analyzing the calculated data obtained and comparing them with the actual injected scaling inhibitor amounts, certain conclusions were obtained on the need to increase or decrease the injection volumes of CHPKS-004 (A) into the wells.

Эксплуатация многих месторождений показала, что добыча обводненной скважинной продукции сопровождается интенсивным солеобразованием. Образование солевых отложений происходит в различных системах сбора продукции и ее добычи. Происхождение осадков солей многообразно: соли могут выпадать в осадок вследствие перенасыщения добываемой продукции ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , а могут выпадать при вымывании пластовой и закачиваемой водой из скелета породы указанных ионов, также солеобразование происходит из-за негерметичности обсадной колонны и разрушения цементного кольца, приводящего к смешению вод различных горизонтов. Содержащиеся в большом количестве ионы, при смешении которых с ионами, находящимися в закачиваемых водах, будут провоцировать образование кристалликов солей [1].

Вследствие возникновения толстых слоев осадконакопления на внутренних поверхностях нефтегазопромыслового оборудования происходит значительное уменьшение производительности этого оборудования, что приводит к большим потерям со стороны нефтегазовых компаний. Солевые отложения на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб разрушают с помощью специальных скребков, что крайне затруднительно и занимает большое количество времени, что также приводит к убыткам нефтяных компаний [2]. Поэтому, исходя из многолетнего опыта эксплуатации нефтяных объектов, принято использовать методы, способные предотвратить солеобразование [3–10].

В компании ООО «Лукойл — Западная Сибирь» с проблемой солеотложения сталкиваются при эксплуатации более 50 % скважин, что приводит к большим потерям дебитов данных скважин. Для предотвращения выпадения в осадок солей применяется большое количество методов, большую часть из которых составляют химические методы защиты, такие как обработка скважины путем закачки расчетного количества ингибитора солеотложения в затрубное пространство добывающей скважины, обработка призабойной зоны продуктивного пласта путем продавки расчетного количества ингибитора в пласт добывающей скважины при проведении текущего и капитального ремонтов скважин, замена жидкости при глушении скважин раствором хлорида кальция с добавлением в раствор ингибитора солеотложения, соляно-кислотные обработки (обработка призабойной зоны продуктивного пласта), путем продавки расчетного количества соляной кислоты в пласт добывающей скважины при проведении текущего и капитальных ремонтов скважин.

В зависимости от состояния скважины, прискважинного оборудования, а также величины пластового давления применяют различные методы защиты внутренних поверхностей оборудования от оседания на них солевых отложений.

При снижении дебита скважин, оборудованных УЭЦН (заклинивание, подклинивание ЭЦН), вследствие солеобразований на рабочих органах насоса, в затрубное пространство скважины подают раствор соляной кислоты.

При этом производится доведение (жидкостью глушения) его на прием глубинно-насосного оборудования с последующей продавкой непосредственно в насос, затем производят отстой на реагирование и запуск скважины на циркуляцию. После этого переключают скважину на рабочий коллектор.

В процессе проведения текущего и капитального ремонтов скважины, в случае выявления прихвата глубинно-насосного оборудования в эксплуатационной колонне, возникающего вследствие солеобразования в ней, производится подача раствора соляной кислоты в затрубное пространство. Затем производится доведение (жидкостью глушения) этого раствора до места предполагаемого прихвата глубинно-насосного оборудования в эксплуатационной колонне скважины, с последующим отстоем на реагирование [5, 6].

В водонефтяной смеси, насыщенной в большом количестве ионами Ca^{2+} и CO_3^{2-} , могут выпадать в осадок карбонаты и гидрокарбонаты. Возможность выпадения карбонатов в растворах определяется как степенью насыщенности жидкости ионами, так и водородным показателем — рН среды.

Для определения способности выпадения карбонатных солей в осадок в водонефтяной смеси используются два критерия:

— критерий по индексу стабильности (JSt) — качественная оценка вероятности солеотложений в некотором объеме водонефтяной смеси;

— критерий по индексу насыщенности (JS) — более точная качественная оценка возможности выпадения кристалликов соли в осадок из некоторого объема смеси.

Если JSt превышает значение 8,7, то среда рассматривается как очень агрессивная, и предполагается, что осадок в ней не образуется. Скважина, проба из которой дает такой показатель, не включается в осложненный фонд скважин и продолжает эксплуатироваться в стандартном режиме.

Если JSt лежит в пределах от 6,9 до 8,7, то водонефтяная смесь среднеагрессивная.

Если JSt составляет от 6,4 до 6,9, то среда считается стабильной, и любое отклонение от данного промежутка может повлиять на выпадение (или невыпадение) осадка. Соответственно, водонефтяная среда с показателями индекса стабильности от 3,7 до 6,4 выделяет осадок карбоната кальция. Среда с показателями JSt менее 3,7 может считаться сильно пе-

ресыщенной карбонатом кальция и почти всегда выделяет осадок. Скважины с показателями среды JSt менее 6,4 включаются в осложненный фонд скважин с последующей обработкой ингибиторами, что становится возможным после предварительной механической обработки колонны насосно-компрессорных труб с помощью различных растворителей. Затем проводится последующее взятие пробы на наличие в смеси кристалликов соли.

Возможность солеотложения также определяется с помощью индекса насыщенности. Если JS равен 0, то вода находится в состоянии равновесного насыщения карбонатом кальция, и осадок при этом не выделяется. Если JS меньше нуля, то вода содержит большее количество ионов H^+ , что делает ее способной растворять карбонат кальция. Если JS больше нуля, то вода содержит свободный углекислый газ и обладает тенденцией отлагать осадок, в этом случае скважина включается в осложненный фонд [5].

При закачивании ингибитора в скважину с целью предотвращения солеобразования сталкиваются с проблемой расчета номинального количества объемов закачек.

Рассмотрим данную проблему на примере нескольких скважин компании ООО «Лукойл — Западная Сибирь».

При исследовании состава пробы отложений из скважины № 96 куста 8 Икилорской площади Кустового месторождения были обнаружены мелкие пластины светло-серого цвета толщиной до 0,4 мм. Химический анализ показал наличие карбоната кальция, магния и железа, гидроокислов железа.

В скважине № 39 куста 3 Кустового месторождения был обнаружен, при проведении лабораторного анализа, черный порошок и комочки, 5 % которых обладали магнитными свойствами. Химический состав отложений также показал наличие карбонатов кальция, железа и магния, оксидов железа.

Данные скважины по результатам исследования были переведены в осложненный фонд солеотложением. С целью удаления отложения солей на обсадной колонне, фильтре, в призабойной зоне пласта, при подготовке скважины к закачке ингибитора солеотложения в пласт проводится соляно-кислотная обработка пласта или соляно-кислотная ванна. При этом в пласт закачивают 8–12 %-ный раствор соляной кислоты. Объем подаваемой жидкости подбирают из соотношения

пористости и проницаемости пласта, а также числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 0,8 м³ на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

Затем происходит непосредственная про- давка водного раствора ингибитора в сква- жину. Для достижения наилучшего качества защиты необходимо подобрать правильное количество закачиваемого ингибитора в сква- жину [1]. Рассчитаем количество ингибитора с целью получения наиболее эффективного предотвращения солевых отложений.

Расчет количества закачиваемого ингиби- тора будем вести по его массе, исходя из сле- дующей формулы:

$$G_p = \frac{\alpha \cdot C \cdot Q_s}{1000} \cdot t, \quad (1)$$

где G_p — количество закачиваемого ингиби- тора, кг;

α — безразмерный коэффициент, учитыва- ющий неравномерность выноса ингибитора и адсорбцию активного компонента ингибитора на поверхностях пород, обсадной колонны, а также утечек из-за негерметичности глубинно-насосного оборудования;

C — концентрация ингибитора в воде, г/м³;

Q_s — суточный дебит обрабатываемой скважины, взятый по воде, м³/сут;

t — предполагаемое время защиты, сут.

Для скважин № 96 и № 39 используется ингибитор ХПКС-004(А). Для данного инги- битора оптимальная концентрация в воде, установленная производителем, составляет 20 г/м³ [8]. Суточный дебит скважины № 96 по воде составляет 168 м³/сут, а скважины № 39 — 207 м³/сут. Время защиты для обеих сква- жин составляет 30 сут.

Коэффициент α для первичной обработки ингибитором выбирают равным 1. В случае, если при первой продавке ингибитора вынос реагента произошел быстрее установленного срока, то при последующих обработках коэф- фициент α принимается равным 2.

Таким образом, количество ингибитора, необходимое для первичной закачки с целью предотвращения солеобразования в скважине № 96 Кустового месторождения, составляет:

$$G_p = \frac{1 \cdot 20 \cdot 168}{1000} \cdot 30 = 100,8 \text{ кг};$$

для скважины № 39:

$$G_p = \frac{1 \cdot 20 \cdot 207}{1000} \cdot 30 = 124,2 \text{ кг}.$$

Объем жидкости закачки водного раствора ингибитора солеотложения рассчитаем по формуле:

$$V_{жс} = V_{буф.жс} + V_{пр.жс} \quad (2)$$

где $V_{буф.жс}$ — объем буферной жидкости, необхо- димой для предотвращения смешения раствора с содержащимися пластовыми жидкостями и последующей потерей объемов закачки, м³;

$V_{пр.жс}$ — объем продавочной жидкости, м³;

Буферную жидкость берут в объемах, рав- ных объему порового пространства скелета породы, слагающего пласт, в радиусе 1 м во- круг скважины, вскрывшей данный пласт. Предполагается, что буферная жидкость рас- пространяется по пласту примерно на 1 м от оси скважины. Объем закачиваемой буферной жидкости рассчитаем по формуле:

$$V_{буф.жс} = \pi \cdot r^2 \cdot H \cdot m, \quad (3)$$

где r — предполагаемый радиус проникнове- ния буферной жидкости в пласт, м;

H — мощность пласта, вскрытого скважи- ной, м;

m — коэффициент пористости.

Для скважины № 96 толщина вскрытого пласта составляет 11,8 м, а для скважины № 39 — 9,7 м. Коэффициент открытой пори- стости составляет 0,24.

Тогда необходимый объем буферной жид- кости для скважины № 96 равен:

$$V_{буф.жс} = 3,14 \cdot 1^2 \cdot 11,8 \cdot 0,24 = 8,89 \text{ м}^3;$$

для скважины № 39:

$$V_{буф.жс} = 3,14 \cdot 1^2 \cdot 9,7 \cdot 0,24 = 7,31 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости глушения определяют как внутренний объем подвески НКТ и рассчитывают по формуле:

$$V_{пр.жс} = P_{н.м.} \cdot L, \quad (3)$$

где $P_{н.м.}$ — внутренний объем погонного метра подвески НКТ, м²;

L — длина колонны насосно-компрессор- ных труб, м.

Внутренний объем 1 пог. м насосно-ком- прессорной трубы будем рассчитывать по формуле:

$$P_{н.м.} = \pi \cdot R_{вн.}^2, \quad (4)$$

где $R_{вн.}$ — внутренний радиус насосно-ком- прессорной трубы, для обеих скважин он стандартен и равен 0,031 м.

$$P_{н.м.} = 3,14 \cdot 0,031^2 = 0,003 \text{ м}^2.$$

Для скважины № 96 длина колонны НКТ составляет 1972 м, для скважины № 39 — 1828 м. Тогда объемы продавочной жидкости глушения для скважин № 96 и № 39 соответ- ственно равны 5,916 и 5,484 м³.

Объемы водных растворов ингиби- тора ХПКС-004(А) для скважин № 96 и

№ 39 Кустового месторождения равны соответственно 14,806 и 12,794 м³.

По факту, на июнь 2018 г. на скважинах № 96 и № 39 Кустового месторождения компанией ООО «Лукойл Западная Сибирь» была проведена закачка раствора ингибитора ХПКС-004(А) в количествах соответственно 90 и 150 кг.

Рассчитаем количество закачиваемого ингибитора ХПКС-004(А) и объем жидкости закачки для скважин: № 30г куста 6 Равенского месторождения, № 55 куста 5 Кочевского месторождения, № 53 куста 13 Южно-Ягунского месторождения, № 13г куста 2 и № 83г куста 2а Восточно-Придорожного месторождения по данным таблицы 1. Результаты сведем в таблицу 2.

Таблица 1. Исходные данные исследуемых скважин

Номера скважин	96	39	30г	55	53	13г	83г
α	1	1	2	1	1	2	1
C , г/м ³	20	20	20	20	20	20	20
Q_e , м ³ /сут	168	207	93	124	153	126	174
t , сут	30	30	30	30	30	30	30
r , м	1	1	1	1	1	1	1
H , м	11,8	9,7	5,8	9,1	14,3	15,8	8,8
m	0,24	0,24	0,19	0,16	0,17	0,11	0,11
$R_{вн}$, м	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
L , м	1972	1828	923	1235	2128	1953	1159

Таблица 2. Результаты расчетов исследуемых скважин

Номера скважин	96	39	30г	55	53	13г	83г
$P_{н.м}$, м ²	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
$V_{пр.ж}$, м ³	5,916	5,484	2,769	3,705	6,384	5,859	3,477
$V_{буф.ж}$, м ³	8,89	7,31	3,46	4,57	7,63	5,46	3,04
$V_{ж}$, м ³	14,806	12,794	6,229	8,275	14,014	11,319	6,517
$G_{р.расч}$, кг	100,8	124,2	111,6	74,4	91,8	151,2	104,4
$G_{р.факт}$, кг	100	150	100	100	100	150	100

По результатам расчетов (таблица 2) получено:

— для скважин №№ 96, 30г, 13г, 83г объемы закачки раствора ингибитора меньше расчетного объема, что может сказаться на эффективности защиты глубинно-насосного оборудования и вызвать активное солеобразование на его внутренних поверхностях;

— для скважин №№ 39, 55, 53 объемы закачки ингибитора превышают расчетное значение, что приводит к излишним затратам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Яркиева Н.Р. Повышение эффективности предотвращения солеотложений в скважинах на поздней стадии разработки залежей: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2003. 127 с.

2. Легаев Ю.Н., Ванюрихин И.С., Пищаев Д.В., Галиев Ф.А., Валовский К.В. Применение механических методов предупреждения отложения солей в скважинах залежей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 7. С. 58–60.

3. Pchela K., Ursegov S., Mulyak V., Chertenkov M. The Potential to Increase Heavy Oil Production from

Выводы

1. Обосновано, что в условиях месторождений ООО «Лукойл — Западная Сибирь» оптимальным способом защиты глубинно-насосного оборудования от образования солеотложения является ингибиторная защита.

2. Для нескольких скважин различных месторождений ООО «Лукойл — Западная Сибирь» рассчитано оптимальное количество закачки ингибитора солеотложения ХПКС-004(А).

3. Дан сравнительный анализ расчетных и фактических количеств закачиваемого ингибитора солеотложения ХПКС-004(А).

Complicated Carbonates Applying the Intelligent Well Technology // Society of Petroleum Engineers — SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. 2013. P. 1586–1593.

4. Shein E.V., Kharitonova G.V., Milanovsky E.Y. Aggregation of Natural Disperse Formations: Value of Organic Matter, Soluble Salts and Diatoms // Biogeosystem Technique. 2016. No. 1 (7). P. 77–86. DOI: 10.13187/bgt.2016.7.77.

5. Минязев И.К. Анализ эффективности ингибиторов солеотложений при их дозировании в добывающие

скважины // Нефтепромысловое дело. 2009. Вып. 6. С. 42–44.

6. Шалыгин Р.К. Решение проблем нефтегазодобычи химическими средствами // Современные тенденции развития науки и технологий. 2016. Вып. 10-1. С. 133–135.

7. Яркеева Н.Р., Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита обсадной колонны и оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102–105.

8. Нагиев А.Т., Иванов С.В. Новые типы ингибиторов солеотложений // Нефть. Газ. Новации. 2015. Вып. 6. С. 64–68.

9. Агафонова Е.А., Майорова Т.А., Мардашов Д.В. Борьба с отложениями солей путем применения нефтерастворимых ингибиторов // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2010. № 1. С. 88–90.

10. Соболева Е.В., Соболева Т.И. Отложения солей на внутрискважинном оборудовании: причины их появления и методы борьбы с ними // Нефтепромысловое дело. 2017. № 7. С. 42–47.

REFERENCES

1. Jarkeeva N.R. *Povyshenie ehffektivnosti predotvrashcheniya soleotlozhenij v skvazhinah na pozdnej stadii razrabotki zalezhej: dis. kand. tekhn. nauk* [Increasing the Efficiency of Salt Scaling Prevention in Wells at a Late Stage of Reservoir Development: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, USPTU Publ., 2003. 127 p. [in Russian].

2. Legaev Yu.N., Vanyurihin I.S., Pishchaev D.V., Galiev F.A., Valovskij K.V. *Primenenie mekhanicheskikh metodov preduprezhdeniya otlozheniya solej v skvazhinah zalezhej* [Mechanical Prevention of Downhole Pumping Equipment Scaling]. *Neftyanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 2015, Issue 7, pp. 58–60. [in Russian].

3. Pchela K., Ursegov S., Mulyak V., Chertenkov M. The Potential to Increase Heavy Oil Production from Complicated Carbonates Applying the Intelligent Well Technology. *Society of Petroleum Engineers — SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*, 2013, pp. 1586–1593.

4. Shein E.V., Kharitonova G.V., Milanovsky E.Y. *Aggregation of Natural Disperse Formations: Value of Organic Matter, Soluble Salts and Diatoms. Biogeosystem Technique*, 2016, No. 1 (7), pp. 77–86. DOI: 10.13187/bgt.2016.7.77.

5. Minyazev I.K. *Analiz ehffektivnosti ingibitorov soleotlozhenij pri ih dozirovanii v dobyvayushchie skvazhiny* [Analysis of Efficiency of Salt Depositions Inhibitors under their Dosing into Producing Wells]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Business*, 2009, Issue 6, pp. 42–44. [in Russian].

6. Shalygin R.K. *Reshenie problem neftegazodobychi himicheskimi sredstvami* [Solving Oil and Gas Problems with Chemical Means]. *Sovremennye tendencii razvitiya nauki i tekhnologii — Modern Trends in the Development of Science and Technology*, 2016, Issue 10-1, pp. 133–135. [in Russian].

7. Jarkeeva N.R., Gabdullin R.F., Musin R.R., Antipin Ju.V., Gil'mutdinov B.R., Dorofeev S.V. *Zashhita obsadnoj kolonny i oborudovaniya skvazhiny ot korrozii i otlozheniya solej ingibirujushhimi kompozicijami v sostave azotsozderzhashhij pen* [Corrosion and Salts Deposit Protection of the Well Equipment by Inhibiting Compositions Consisting of Nitrogen-containing Foams]. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Business*, 2005, No. 7, pp. 102–105. [in Russian].

8. Nagiev A.T., Ivanov S.V. *Novye tipy ingibitorov soleotlozhenij* [New Types of Scaling Inhibitors]. *Neft'. Gaz. Novacii — Oil. Gas. Innovations*, 2015, Issue 6, pp. 64–68. [in Russian].

9. Agafonova E.A., Majorova T.A., Mardashov D.V. *Bor'ba s otlozheniyami solej putem primeneniya nefterastvorimyh ingibitorov* [Fight against Scaling by Use of Oil Soluble Scale Inhibitors]. *Materialy nauchnoj sessii uchenyh Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta* [Materials of the Scientific Session of Scientists of the Almet'yevsk State Oil Institute]. Almet'yevsk, 2010, Issue 1, pp. 88–90. [in Russian].

10. Soboleva E.V., Soboleva T.I. *Otlozheniya solej na vnutriskažhinnom oborudovanii: prichiny ih poyavleniya i metody bor'by s nimi* [Salts Sedimentation on Intra-well Equipment: Causes of their Occurrence and Methods of their Elimination]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Business*, 2017, Issue 7, pp. 42–47. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», заместитель декана Горно-нефтяного факультета, УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Nataliya R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: yarkeevan@yandex.ru

Насыров Эмиль Айратович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Emil A. Nasyrov, Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: nasyrov77_e@icloud.com