

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.183-195>

EDN ETBGSN

УДК 622.276 (045)

## **Механический метод защиты от кольтматации и гидрофилизации призабойной зоны пласта**

*Насыров А.М., Красноперова С.А., Епифанов Ю.Г., Ванчури А.Н.*

*Удмуртский Государственный Университет, Ижевск, Россия*

## **Mechanical method of protection against colmatation and hydrophilization of the boreholehouse formation zone**

*A.M. Nasyrov, S.A. Krasnoperova, Yu.G. Epifanov, A.N. Vanchurin*

*Udmurt State University, Izhevsk, Russia*

**E-mail: [amdakh-nasyrov@rambler.ru](mailto:amdakh-nasyrov@rambler.ru)**

**Аннотация.** При повышении обводненности продукции скважин происходят значительные изменения в продуктивности скважин, происходит дифференциация энергетического потенциала и профиля отдачи. Основные изменения заключаются в углублении дифференциации перфорированной зоны пласта по продуктивности пропластков, по энергетическим и коллекторским характеристикам. Те интервалы пласта, которые изначально слабо были вовлечены в разработку из-за низкой проницаемости и не были улучшены в результате мероприятий по интенсификации добычи, еще более ухудшают коллекторские свойства, однако сохраняют свой энергетический потенциал. Это приводит к постепенному прорыву пластовой воды по наиболее высокопроницаемым интервалам пласта с увеличением дебита жидкости. Отношение дебита жидкости после прорыва воды к первоначальному дебиту скважин будет при добыче высоковязких нефтей на порядок выше. Нередко теряется циркуляция при технологических промывках таких скважин, повышается недобор нефти при промывках. Возникают условия для нефтегазоводопроявлений из-за различия состояния выработки пластов.

Предложено механическое устройство, позволяющее не допускать при технологических промывках и глушении скважины попадания скважинной жидкости обратно в пласт, обеспечивающее работу нефтяного пласта в гидрофобной среде, а также значительно повышающее безопасность при ремонтах скважин.

**Ключевые слова:** *пласт, скважина, призабойная зона, коллекторские свойства, промывка, глушение, поглощение, гидрофилизация, кольтматация*

**Для цитирования:** Насыров А.М., Красноперова С.А., Епифанов Ю.Г., Ванчурин А.Н. Механический метод защиты от кольматации и гидрофилизации призабойной зоны пласта//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.183-195. - DOI <https://doi.org/10.25689/np.2022.4.183-195>. - EDN ETBGSN

**Abstract.** In the late stage of field development, there are significant changes in the productivity of wells, there is a differentiation of energy potential and hydraulic conductivity between interlayers. The main changes are in deepening the differentiation of the perforated zone of the reservoir in terms of the productivity of interlayers in terms of energy and reservoir characteristics. Those intervals of the reservoir that were not initially involved in development due to low permeability and were not brought in as a result of production stimulation measures further deteriorate the reservoir properties, but retain their energy potential. This leads to a gradual breakthrough of formation water through the most highly permeable intervals of the formation with an increase in fluid flow rate. The ratio of the liquid flow rate after water breakthrough to the initial flow rate of wells will be an order of magnitude higher in the production of high-viscosity oil. Often, circulation is lost during technological flushing of such wells, and the shortage of oil during flushing increases. There are conditions for oil and gas water showings due to the difference in the state of development of layers.

A mechanical device is proposed that allows to prevent the well fluid from getting back into the formation during technological flushing and killing of the well, to ensure the operation of the oil formation in a hydrophobic environment, as well as to improve safety during well workovers.

**Key words:** *reservoir, well, bottomhole zone, reservoir properties, flushing, killing, absorption, hydrophilization, colmatation*

**For citation:** A.M. Nasyrov, S.A. Krasnoperova, Yu. G. Epifanov, A.N. Vanchurin Mekhanicheskiy metod zashchity ot kol'matatsii i gidrofilizatsii prizaboynoy zony plasta [Mechanical method of protection against colmatation and hydrophilization of the boreholehouse formation zone]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 183-195. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.183-195>. EDN ETBGSN (in Russian)

Большинство месторождений нефтяной отрасли в настоящее время находятся на поздней стадии разработки с характерными для нее изменениями относительно продуктивности скважин. Основные изменения заключаются в углублении дифференциации перфорированной зоны пласта по энергетическим и коллекторским характеристикам, а также по продуктивности пропластков. Те интервалы пласта, которые изначально были слабо вовлечены в разработку из-за низкой проницаемости и не были улучшены в результате мероприятий по интенсификации добычи нефти, еще более ухудшают продуктивность пласта, однако сохраняют свой энергетический потенциал. Высокопродуктивные же интервалы пласта, напро-

тив, еще более снижают скин-фактор в результате геолого-технических мероприятий и увеличивают их продуктивность, но одновременно снижают пластовое давление. Это приводит к постепенному прорыву пластовой воды по наиболее высокопроницаемым интервалам пласта с увеличением дебита жидкости. Такой процесс наиболее характерен в условиях добычи высоковязких нефтей [1, 2]. Например, при эксплуатации скважин Гремичинского месторождения с вязкостью нефти в пластовых условиях до 150 мПа·с продуктивность скважин по жидкости увеличилась в несколько раз после прорыва воды по небольшому пропластку. В качестве примера приводим оценочный расчет такого процесса.

В случае прорыва воды по определенному небольшому пропластку при добыче высоковязких нефтей продуктивность скважины по жидкости увеличивается в несколько раз. Дебит жидкости при этом можно выразить формулой (1), характеризующей дебит нефти и воды:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi \times K_{\text{н}} \times (H - H_{\text{в}}) \times \Delta P}{\mu_{\text{н}} \times \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}} + \frac{2\pi K_{\text{в}} \times H_{\text{в}} \times \Delta P}{\mu_{\text{в}} \times \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}, \quad (1)$$

Первоначальный дебит скважины составляет:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2\pi K_{\text{н}} H \Delta P}{\mu_{\text{н}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}, \quad (2)$$

где  $H$  – работающая мощность пласта, м;

$H_{\text{в}}$  – мощность обводненного пласта, м;

$\mu_{\text{н}}$ ,  $\mu_{\text{в}}$  – вязкость нефти и воды, Па·с;

$K_{\text{н}}$ ,  $K_{\text{в}}$  – проницаемости для нефти и воды.

Учитывая то, что в данном случае вода движется по породам после вытеснения нефти, можно допускать относительно небольшую разницу в проницаемостях нефти и воды. Тогда примерное отношение дебита жидкости после прорыва воды к первоначальному дебиту скважин будет составлять:

$$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{\frac{H - H_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} + \frac{H_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}}{\frac{H}{\mu_{\text{н}}}}, \quad (3)$$

Если, к примеру, мощность работающего пласта 5 м, мощность обводненного интервала пласта 0,5 м, вязкость нефти и воды, соответственно, 150 мПа·с и 1,5 мПа·с, то отношение составит:

$$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{\frac{5-0,5}{150} + \frac{0,5}{1,5}}{\frac{5}{150}} = 10,9, \quad (4)$$

В данном примере дебит жидкости даже без учета разности в проницаемостях нефти и воды при неизменной депрессии увеличивается в 10,9 раз. Это подтверждает практика эксплуатации месторождений высоковязкой нефти (Гремихинское и Мишкинское месторождения).

В таких случаях скважина переходит в категорию высокообводненного фонда. Жидкость ниже насоса, в том числе и в интервале перфорации будет состоять из пластовой воды, повышая гидрофильность пород призабойной зоны пласта (ПЗП). Ухудшается профиль притока из-за отключения малопродуктивных интервалов по причине тиксотропности нефтей. Все это приводит к дальнейшему увеличению содержания воды в продукции скважин. Это особенно заметно после простоев скважин из-за подземного ремонта. Кроме того, повышается поглочительное свойство пласта. Если при небольшом обводнении нефть играет «запирающую» функцию и не дает проникновения скважинной жидкости обратно в пласт при технологических промывках, то после обводнения поглощение происходит даже при небольших перепадах давления.

Появление интервалов пласта с высокой поглощающей способностью приводит к негативным последствиям:

1. Возникают условия для нефтегазоводопроявлений из-за различия состояния выработки пластов. Высокопродуктивные интервалы пласта, имеющие пониженные пластовые давления, постепенно поглощают жидкости глушения, уровень жидкости в скважине снижается, при этом малопродуктивные пласты с высоким энергетическим потенциалом начинают насыщать скважинную жидкость газированной

нефтью. Если не доливать скважину жидкостью глушения, заработают и высокопродуктивные пласты с возможным нефтегазопроявлением.

2. На тех скважинах, где производится частая промывка от АСПО, поглощающие скважины приводят к значительным недоборам нефти. У специалистов на предприятиях добычи нефти существует ошибочное мнение, что при промывке АСПО водным раствором ПАВ, недобор нефти отсутствует.

Недобор добычи нефти из-за технологических промывок связан с прекращением и снижением притока нефти из пласта за время самой промывки и откачки жидкости из затрубного пространства из-за отсутствия необходимой депрессии [3]. Кроме того, при повышенных давлениях промывки часть скважинной жидкости может закачиваться в пласт. Эту жидкость тоже надо откачивать насосом.

Таким образом, недобор нефти  $V_n$  включает следующие составляющие:

$$V_n = V_n + V_3 + V_{пл}, \quad (5)$$

где  $V_n$  – объем недобора нефти за время промывки,  $m^3$ ;

$V_3$  – объем недобора нефти за время откачки затрубной жидкости от устья до установившегося динамического уровня,  $m^3$ ;

$V_{пл}$  – объем недобора нефти за время откачки проникшей из забоя скважины в пласт жидкости. Как правило, это происходит только при очень хорошей приемистости пласта,  $m^3$ .

Упрощенный оценочный расчет составляющих недобора приводится ниже:

$$V_n = t_n \times q \times (1 - b), \quad (6)$$

где  $t_n$  – время промывки, час;

$q$  – часовая производительность глубинного насоса,  $m^3/час$ ;

$b$  – объемная обводненность продукции скважин, доли единиц.

$$V_3 = [0.785 \times (D_K^2 - d_H^2) \times \frac{H_{\text{дин}}}{q}] \times Q_H / 24 , \quad (7)$$

где  $D_K$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_H$  – наружный диаметр НКТ, м;

$H_{\text{дин}}$  – динамический уровень при отсутствии избыточного давления газа в затрубе скважины, м (Рис. 1);

$q$  – часовая производительность глубинного насоса, м<sup>3</sup>/час;

$Q_H$  – объемный дебит нефти, м<sup>3</sup>/сутки.

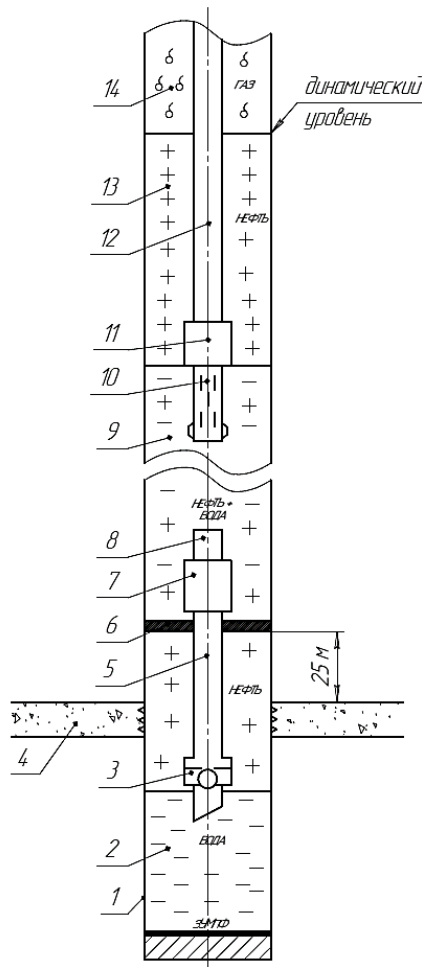


Рис. 1. Схема размещения устройства для защиты пласта в скважине

$$V_{\text{пл}} = (V_{\text{ж}} / q) \times Q_H / 24 , \quad (8)$$

где  $V_{\text{ж}}$  – объем проникшей в пласт скважинной жидкости за время промывки, м<sup>3</sup>.

$q$  – часовая производительность глубинного насоса, м<sup>3</sup>/час;

$Q_H$  – объемный дебит нефти, м<sup>3</sup>/сутки.

Дебит скважин рассчитывается по формуле Дююи, или путем измерения приемистости скважин при давлении закачки во время промывки. Давление промывки рекомендуется поддерживать не выше 6 МПа, при котором приемистость скважины нулевая или минимальная.

**Пример.** Дебит скважины по жидкости 20 м<sup>3</sup>/сутки. Объемное содержание воды в продукции скважины – 70 %. Дебит скважины по нефти - 6 м<sup>3</sup>/сутки. Время промывки скважины – 2,5 часа. Фактическая часовая производительность глубинного насоса – 0,850 м<sup>3</sup>. Динамический уровень при нулевом затрубном давлении – 950 м. Наружный диаметр НКТ - 73 мм, внутренний диаметр эксплуатационной колонны – 132 мм. Объем проникшей в пласт скважинной жидкости за время промывки - 2 м<sup>3</sup>. Подставляя в формулы (6-8), получаем:

$$V_{\text{п}} = 2,5 \times 0,85 \times (1 - 0,7) = 0,64 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{з}} = [0,785 \times (0,132^2 - 0,073^2) \times 950] / 0,85 \times 6 / 24 = 2,5 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{пл}} = V_{\text{ж}} / q \times Q_{\text{н}} / 24 = 2 / 0,85 \times 6 / 24 = 0,63 \text{ м}^3$$

Общий недобор нефти из-за горячей промывки в соответствии с формулой (5) составит:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{п}} + V_{\text{з}} + V_{\text{пл}} = 0,64 + 2,5 + 0,63 = 3,77 \text{ м}^3$$

Разбухание глинистых частиц пластовой породы является следствием постепенной гидрофилизации ПЗП, в которой во время работы скважины ниже уровня приема насоса, располагается пластовая вода.

Объем добываемой жидкости при этом существенно увеличивается за счет доли воды, которая приводит скважину к снижению ее продуктивности.

Применение буферных составов, основой которых являются полимеры в сочетании с растворами солей, служащих для глушения скважин, дает возможность снизить до минимума отрицательное влияние на продуктивные пласты.

В России существуют руководящие документы, позволяющие регламентировать и допускать к использованию подобного рода составы полимеров при проведении работ по глушению скважин.

Широкое использование получили так называемые буферные гидрофобно-эмульсионные растворы (БГЭР), которые представляют собой инвертную эмульсию второго рода (содержит в своем составе «воду в масле»), обеспечивая при этом высокий уровень поддержания скважинной продуктивности после проведения их глушения.

Повышение проницаемости пласта по нефти происходит за счет структурно-механических свойств БГЭР, а также его высокой вязкости, которые позволяют выполнить изоляцию пропластков и гидрофобизировать в пласте имеющееся поровое пространство.

При выполнении работ по глушению скважин используются различные виды буферных жидкостей, которые в свою очередь обладают недостатками, оказывающими отрицательное воздействие на результат.

Одним из способов защитить продуктивный пласт может быть применение так называемых «отсекателей пласта», а также использование множества механических устройств (например, патент 170963 RU E21B34/12 опубликован: 17.05.2017).

Но данные типовые конструкции по причине того, что обладают несовершенством в конструктиве и технологичности не нашли столь широкого применения.

Чтобы в гидрофобной среде нефтяной пласт продуктивно работал, необходимо во время глушения и проведения технологических промывок скважин исключить попадание скважинной жидкости обратно в пласт используя при этом механические устройства.

Для достижения данной цели, при помощи пакера 6 используется устройство, установленное в эксплуатационной колонне 1 (см. рис. 1), выше кровли нефтяного пласта 4 на 25-50 м [6].



К нижним отверстиям зоны перфорации пласта спущен башмак хвостовика 5, который состоит из насосно-компрессорных труб и прикреплен к пакеру.

Обратный клапан 3 устанавливается на башмаке хвостовика 5.

При использовании данной схемы, обратный клапан 3 на башмаке хвостовика 5 во время остановки скважины, не даёт пластовой воде перетечь из полости хвостовика в эксплуатационную колонну.

Отрицательное воздействие свободного газа во время работы обратного клапана 3 при этом исключено.

Чтобы обратный клапан не засорялся механическими примесями, в устройстве, выше пакера 6 установлен шламоуловитель 7.

Во время проведения подземного ремонта, после установки пакера 6, при помощи инструмента посадочного механического (ИПМ) 8, устройство спускают в скважину, где и происходит его отсоединение.

Во время эксплуатации скважины устройство работает в автономном режиме.

Чтобы извлечь нефть из скважины, находящейся на определенной глубине, выше защитного устройства, совместно с фильтром 10 опускают глубинный насос 11 при помощи насосно-компрессорных труб 12.

Расположение добываемых флюидов во время работы скважины находится в следующей последовательности:

- от зумфа до башмака хвостовика – располагается пластовая вода 2, содержащая механические примеси, которые частично выпадают во время добычи жидкости из пласта;
- в пространстве между трубами от башмака до пакера – в преобладающем количестве располагается нефть;
- в эксплуатационной колонне 1 в интервале от пакера 6 до места приема глубинного насоса 11 – располагается смесь нефти с водой 9;

- в пространстве между трубами от места приема глубинного насоса 11 до динамического уровня жидкости – располагается нефть без воды 13;
- в пространстве между трубами от динамического уровня жидкости до устья скважины – располагается газ, содержащий углеводороды 14.

Принцип работы устройства следующий.

Работа пласта без снижения проницаемости его ПЗП, достигается за счет создания нефтяной-гидрофобной среды в интервале пласта 4 скважины при использовании хвостовика 5 установленного ниже пакера 6.

Снижение продуктивности скважины происходит за счет постепенной гидрофилизации породы пласта, когда идет разбухание глинистых частичек из-за присутствия пластовой воды, если скважина эксплуатируется в обычных условиях, без применения напротив пласта необходимого устройства.

Во время проведения технологических промывок и операций по глушению скважины, обратный клапан 3 препятствует передаче давления в пласт, создаваемого промывочным агрегатом, при этом не ухудшается проницаемость ПЗП, по причине того, что в пласт не проникает скважинная жидкость с механическими примесями.

Так как отсутствует поглощение пластом скважиной жидкости для глушения, следовательно, необходимость наличия её большого объёма не требуется, кроме этого, исчезает потребность в применении высоковязких буферных жидкостей для глушения.

По причине того, что одним интервалом мощности пласта идёт поглощение жидкости глушения, а из другого интервала пласта осуществляется приток нефти, при этом происходит исключение нефтегазовых проявлений.

Наличие перечисленных выше факторов гарантирует безопасное проведение работ во время выполнения подземных ремонтов скважин.

Устройство не препятствует проведению гидродинамических исследований скважины.

В настоящее время разработаны десятки вариантов отсекаателей пластов и забойных хвостовиков, среди которых имеются удачные аналоги, например, П 2206715 С2 РФ, МПК Е 21 В 34/08, 33/124, 43/00 F04В 47/02. Данное устройство с 2004 по 2007 гг. было внедрено на 95 скважинах ПАО «Татнефть».

Таким образом, что механические защитные устройства имеют разнообразные варианты и совершенствуются в зависимости от степени изученности проблем кольтматации и гидрофилизации призабойной зоны пласта.

### **Выводы**

1. При добыче высоковязкой нефти прорыв воды даже по небольшому интервалу пласта приводит к высокой обводненности продукции скважин и увеличению продуктивности по жидкости.
2. Поглощение жидкости скважиной снижает эффективность промывок и приводит к недобору нефти.
3. Постоянное присутствие в интервале перфорации скважины пластовой воды способствует гидрофилизации ПЗП.
4. Поинтервальное поглощение пластов жидкости глушения чревато серьезными осложнениями при ремонте скважин, в том числе возможностью нефтегазопроявлений.
5. Устройство для защиты нефтяного пласта от поглощения жидкости и кольтматации при автономном применении предохраняет от нефтегазопроявлений, повышает эффективность технологических промывок, защищает пласт от кольтматации и гидрофилизации.

### Список литературы

1. Шеховцова Е.В., Романько В.В., Ким С.Л. Результаты обработки и использования модифицированной воды в пластовых условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – №12 (348). – С. 61-66.
2. Епифанов Ю.Г. Анализ эффективного функционирования системы пласт-скважина-насос // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №5(113). – С. 37-41.
3. Насыров В. А., Борисов А.П., Насыров А.М. Разработка месторождений путем регулирования отборов из добывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – №4. – С. 87-88.
4. Насыров А.М., Каменщиков Ф.А. Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с высоковязкой нефтью // Научно-технический вестник НК «Роснефть». – 2008. – №3. – С 27-29.
5. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Москва-Вологда, Инфра-Инженерия, 2019. –354 с.
6. Насыров А.М., Кузьмин Г.Г. и др. Устройство для защиты пласта от поглощения жидкости и кольтматации. ПМ №200087, от 06.03.2020.
7. Ибрагимов Н.Г. Хвостовик для обводненной добывающей скважины. Пат. 2206715 С2 РФ, МПК E 21 B 34/08, 33/124, 43/00 F04B 47/02, от 20.06.2003.

### References

1. Shekhovtsova E.V., Roman'ko V.V., Kim S.L. *Rezultaty obrabotki i ispol'zovaniya modifitsirovannoi vody v plastovykh usloviyakh* [Results of processing and use of modified water in reservoir conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. – 2020. – no. 12 (348). – pp. 61-66.
2. Epifanov Yu.G. *Analiz effektivnogo funktsionirovaniya sistemy plast-skvazhina-nasos* [Analysis of the effective functioning of the plast-borehole system-pump]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa* [Equipment and technologies for the oil and gas complex]. – 2019. – no. 5(113). – pp. 37-41.
3. Nasyrov V. A., Borisov A.P., Nasyrov A.M. *Razrabotka mestorozhdenii putem regulirovaniya otborov iz dobyvayushchikh skvazhin* [Development of deposits by regulating selections from producing wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. – 2002. – No. 4. – pp. 87-88.
4. Nasyrov A.M., Kamenshchikov F.A. *Osobennosti ekspluatatsii skvazhin na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii s vysokovязkoi nef'tyu* [Features of well operation at the late stage of development of deposits with high-viscosity oil]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik NK «Rosneft'»*. [Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company]. - 2008. – No.3. – pp. 27-29.
5. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdenii nef'ti v oslozhnennykh usloviyakh*. [Exploitation of oil fields in complicated conditions] – Moscow-Vologda, Infra-Engineering, 2019. – 354 p.
6. Nasyrov A.M., Kuz'min G.G. i dr. *Ustroistvo dlya zashchity plasta ot pogloshcheniya zhidkosti i kol'matatsii*. *PM №200087, ot 06.03.2020*. [A device for protecting the formation from liquid absorption and colmatation. PM No. 200087, dated 06.03.2020.].
7. Ibragimov N.G. *Khvostovik dlya obvodnennoi dobyvayushchei skvazhiny*. *Pat. 2206715 S2 RF, MPK E 21 B 34/08, 33/124, 43/00 F04B 47/02, ot 20.06.2003*. [Shank for a watered production well. Pat. 2206715 C2 RF, IPC E21B 34/08, 33/124, 43/00 F04B 47/02, dated 06/20/2003].

### Сведения об авторах

*Насыров Агдах Мустафаевич*, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры РЭНГМ Института нефти и газа им. М.С. Гущериева, Удмуртский государственный университет

Россия, 426034, Ижевск, ул. Университетская, 1/7

E-mail: amdakh-nasyrov@rambler.ru

*Красноперова Светлана Анатольевна*, кандидат биологических наук, доцент, доцент кафедры геологии нефти и газа, Удмуртский государственный университет

Россия, 426034, Ижевск, ул. Университетская, 1/7

E-mail: krasnoperova\_sve@mail.ru

*Епифанов Юрий Геннадьевич*, аспирант УдГУ, старший преподаватель кафедры РЭНГМ Института нефти и газа им. М.С. Гущериева, Удмуртский государственный университет

Россия, 426034, Ижевск, ул. Университетская, 1/7

E-mail: epifanov\_urgen@mail.ru

*Ванчури Александр Николаевич*, кандидат технических наук, доцент кафедры РЭНГМ Института нефти и газа им. М.С. Гущериева, Удмуртский государственный университет

Россия, 426034, Ижевск, ул. Университетская, 1/7

E-mail: grigino@mail.ru

### Authors

*A.M. Nasyrov*, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of the chair of development and exploitation of oil and gas fields, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev, Udmurt state University

1/7 Universitetskaya st., Izhevsk, 426034, Russian Federation

E-mail: amdakh-nasyrov@rambler.ru

*S.A. Krasnoperova*, Candidate of Biological Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Geology, Udmurt state University

1/7 Universitetskaya st., Izhevsk, 426034, Russian Federation

E-mail: krasnoperova\_sve@mail.ru

*Yu.G. Epifanov*, post-graduate student of the UdSU, senior lecturer of the chair of development and exploitation of oil and gas field, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev, Udmurt state University

1/7 Universitetskaya st., Izhevsk, 426034, Russian Federation

E-mail: epifanov\_urgen@mail.ru

*A.N. Vanchurin*, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the chair of development and exploitation of oil and gas fields, Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev, Udmurt state University

1/7 Universitetskaya st., Izhevsk, 426034, Russian Federation

E-mail: grigino@mail.ru

Статья поступила в редакцию 09.08.2022

Принята к публикации 19.12.2022

Опубликована 30.12.2022