

# Бурение скважин и разработка месторождений

---

## Drilling of wells and fields development

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-75-85

УДК 622.276

### Технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга

Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, А. Д. Шаляпина\*, М. М. Мансурова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

\*e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru

*Аннотация.* В современной практике эксплуатации газовых месторождений существует проблема, связанная с притоком подошвенных вод к забою скважины. Одним из способов решения данной актуальной задачи являются внедрение водоизоляционных технологий при разработке газовых месторождений и использование специальных составов и технологического оборудования для закачки жидкостей в обводненные пласты газовых скважин.

В работе рассматривается применение комплекса специальных технологических мероприятий: установка поверхностного оборудования для проведения работ в газовой скважине с применением колтюбинга, спуск гибкой трубы через колонну насосно-компрессорных труб пакером, конструкция надувного пакера, а также применение селективной водоизолирующей композиции скважины путем закачивания ее через имеющиеся перфорационные каналы в эксплуатационной колонне. Составы на основе этилсиликата и гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости создают своеобразный водоизоляционный экран между газо- и водонасыщенной частями пласта газовой скважины.

*Ключевые слова:* колтюбинг; газовая скважина; пакер; водоизоляционные работы

### Technology of water shut-off treatment in the gas well using coiled tubing

Dmitry S. Leontiev, Ivan I. Kleshchenko, Adelya D. Shalyapina\*,  
Mashkhura M. Mansurova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

\*e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru

*Abstract.* In the modern practice of gas field operation, there is a problem associated with the inflow of bottom water to the bottom hole of the well.

One of the ways to solve this urgent problem is the introduction of water isolation technologies in the development of gas fields and the use of special composi-

tions and technological equipment for pumping liquids into the watered layers of gas wells.

The article deals with the application of a set of special technological measures, such as installation of surface equipment for working in a gas well using coiled tubing, descent of a flexible pipe through a column of pump and compressor pipes with a packer, construction of an inflatable packer, as well as the use of a selective water-insulating composition of the well by pumping it through existing perforation channels in the casing string.

Liquids based on ethyl silicate create a kind water shut-off screen between the gas-saturated and water-saturated parts of the gas well formation.

*Key words:* coiled tubing; gas well; packer; water shut-off treatment

### **Введение**

При эксплуатации газодобывающих скважин, а большинство из них эксплуатируют месторождения, которые вступили в поздние стадии разработки, как правило, по мере прогрессирующего снижения пластового давления в залежи, в ее газонасыщенную часть активно продвигаются, а затем внедряются нижезалегающие подошвенные воды [1, 2]. Изначально подошвенная вода к забою скважины подтягивается в виде конуса и по мере подъема газовой контактной (ГВК) через перфорационные отверстия начинает поступать в ствол скважины и скапливаться на забое. С течением времени вода перекрывает весь интервал перфорации, не позволяя газу двигаться по стволу на поверхность. Такая скважина считается «самозадавливающейся», добыча продукции из нее прекращается.

Для ликвидации вышеуказанной проблемы в газодобывающей скважине необходимо проводить водоизоляционные работы (ВИР). В настоящее время существует множество технологий проведения таких работ, имеющих те или иные достоинства и недостатки [3, 4].

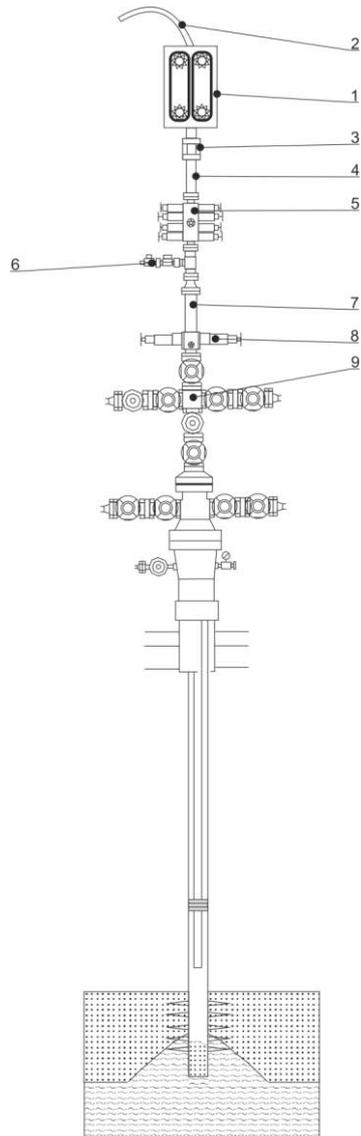
### **Объект и методы исследования**

Для цели ликвидации конуса подошвенных вод, как правило, необходимо между газо- и водонасыщенными частями пласта (то есть на границе ГВК) создать прочный водоизоляционный экран [5, 6]. Достичь такого эффекта можно путем закачивания водоизоляционной композиции через имеющиеся перфорационные каналы в эксплуатационной колонне. Наибольшее предпочтение при проведении ВИР необходимо отдавать методам селективной изоляции водопритоков. Такие методы обладают избирательной способностью ограничения притока пластовых вод. Селективные водоизолирующие материалы с учетом природы их применения разделяются на три основные группы: первые из них — это методы, основанные на закачке в пласт органических полимерных материалов; вторые — методы, которые основаны на применении неорганических водоизолирующих реагентов; третьи — методы, основанные на закачивании в пласт элементоорганических соединений [7–19].

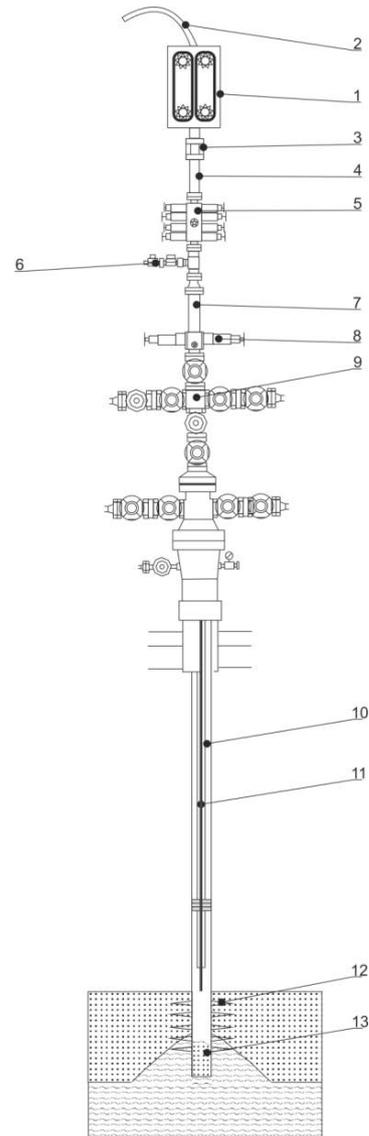
### **Экспериментальная часть**

Нами разработана технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга (или иначе с применением установки «гибкая насосно-компрессорная труба» (ГНКТ)).

Технология включает установку поверхностного оборудования для проведения ВИР с применением колтюбинга (сверху вниз): инжекторная головка 1 с гусаком 2, стриппер 3 (к примеру, с боковым люком или стандартное уплотнительное устройство), верхний лубрикатор 4, блок превенторов 5 (четырёхплащечный превентор или комбинированный), дроссельное устройство 6, нижний лубрикатор 7, превентор со срезными/глухими плашками 8, устанавливаемый непосредственно над фонтанной арматурой скважины (рис. 1).



**Рис. 1. Установка поверхностного оборудования для проведения работ в газовой скважине с применением колтюбинга**



**Рис. 2. Спуск гибкой трубы через колонну НКТ**

Через колонну насосно-компрессорных труб 10 (НКТ) в скважину спускается колонна ГНКТ 11 с соединителем, двумя клапанами обратного действия, разъединителем и гидромониторной насадкой до верхнего интервала перфорационных отверстий 12, закрывают клиновые и трубные плашки на блоке превенторов, подается рабочая жидкость через ГНКТ для осуществления промывки скважины, при этом штуцер дроссельного устройства должен быть открыт, что позволит рабочей жидкости прокачиваться по малому затрубью (между НКТ и ГНКТ) и уже через дроссельное устройство выходить на дневную поверхность с частицами песка, осевшего на забое скважины и образовавшего песчаную пробку 13 (рис. 2).

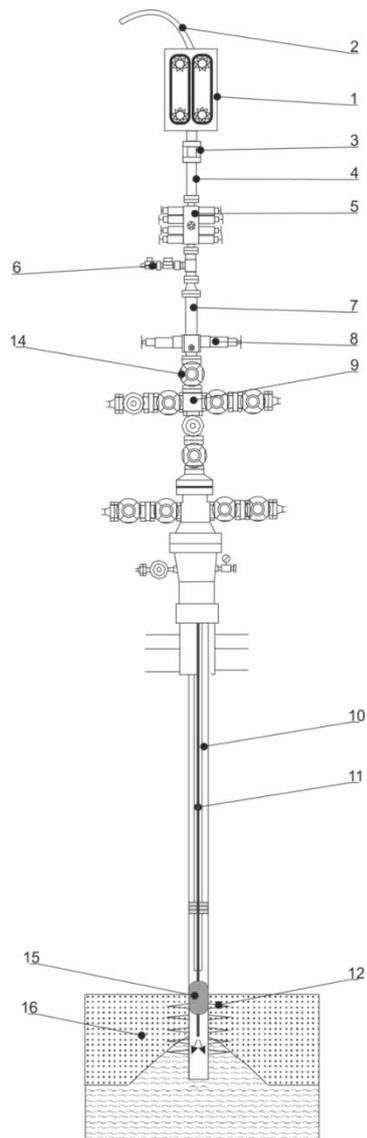


Рис. 3. Спуск гибкой трубы в скважину с пакером

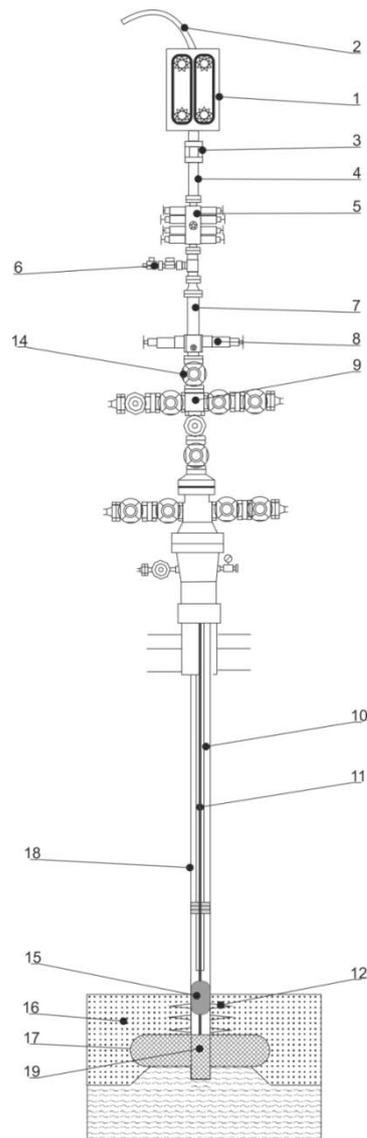


Рис. 4. Установка водоизоляционного экрана

После осуществления промывки забоя скважины открывают клиновые и трубные плашки на блоке противовыбросового оборудования, осуществляют подъем ГНКТ, после извлечения которой закрывают буферную задвижку 14 фонтанной арматуры газодобывающей скважины. Далее в скважину через НКТ при открытой буферной задвижке спускают компоновку на ГНКТ, состоящей из коннектора, надувного пакера 15, двух обратных клапанов, аварийного разъединителя и воронки с косым срезом (или иначе срезного патрубка) до обводнившегося интервала пласта 16. Проводят закачивание водоизоляционной композиции с продавкой ее в пласт (рис. 3) для закрепления коллектора и образования водоизоляционного экрана 17 (рис. 4). При прокачивании водоизоляционной композиции надувной пакер раздувается и герметизирует кольцевое пространство между ГНКТ и обсадной колонной 18 скважины.

Рекомендуется применять пакер, защищенный патентом РФ № 167386. Надувной пакер содержит ствол 1 (рис. 5), представляющий собой патрубок с резьбовыми соединениями с обоих концов, а также выточками и бортиком по телу патрубка для крепления остальных элементов на стволе и обеспечения канала для подачи рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента рукава манжетного 4 пакера [20].

На рабочем стволе закреплен рукав манжетный, который надевается на ствол через его верхний конец и упирается в бортик 6 ствола. Снизу рукав манжетный фиксируется крышкой 3, которая прикручивается к его нижней части и упирается в бортик ствола с другой стороны. Сверху рукав манжетный фиксируется от движения вверх по оси ствола с помощью разрезного кольца 5, установленного в выточке ствола пакера. После этого наворачивается верхняя крышка 2, которая крепится к рукаву манжетному с помощью резьбового соединения.

На верхней крышке имеется канал для подачи рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента пакера, которая формируется кольцевым зазором между уплотнительным элементом рукава манжетного пакера и стволом. Уплотнения 7, 8

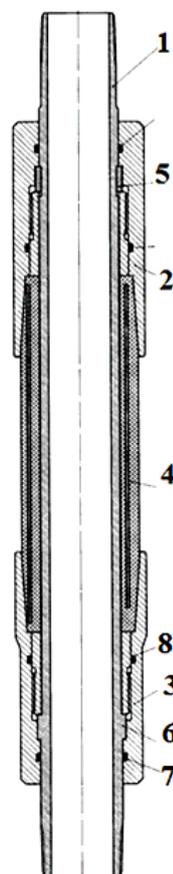


Рис. 5. Конструкция надувного пакера

верхней и нижней крышей позволяют герметизировать рабочую полость и изолировать ее от внутрискважинного пространства.

Рукав манжетный состоит из резинового уплотнительного элемента, армированного посередине двумя рядами стальных пластинок, расположенных в шахматном порядке и закрепленных с обоих концов рукава манжетного 4 в специальных выточках.

При подаче рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента рукава манжетного пакера происходят надувание уплотнительного элемента и увеличение его радиуса до тех пор, пока надувание не будет ограничено стенками обсадной колонны скважины. При этом стальные пластинки, выполненные из пружинной стали, растянутся за счет упругих свойств стали, что приведет к увеличению зазора между соседними пластинками слоя. За счет шахматного расположения пластинок и их достаточной ширины данные зазоры перекрыты соседним слоем как в транспортном, так и в надутом состоянии уплотнительного элемента. Таким образом, стальные пластинки перекрывают весь периметр слоя армирования при любом состоянии надувного пакера, что препятствует выдавливанию резины при высоких давлениях и позволяет значительно увеличить диапазон рабочих давлений пакера.

Надежное крепление уплотнительного элемента на концах рукава манжетного и избежание механического износа резины уплотнительного элемента при спуске пакера в скважину достигаются за счет конических выточек внутри крышек 2, 3, которые установлены с обоих концов рукава манжетного. Крышки препятствуют выходу стальных пластинок из специальных выточек и воспринимают механические воздействия при спуске пакера, так как имеют больший диаметр, нежели уплотнительный элемент в транспортном положении.

Надувной пакер многоразового применения функционирует следующим образом. Производится спуск пакера на рабочей колонне труб (или на ГНКТ). После спуска на необходимую глубину производится подача рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента. подача производится через канал в верхней крышке. Рабочая жидкость, подаваемая под давлением, надувает уплотнительный элемент рукава манжетного, за счет чего достигается герметичное разобщение полости скважины ниже уплотнительного элемента от полости скважины выше уплотнительного элемента. При этом прижимающие усилия тем выше, чем выше давление в рабочей колонне, что позволяет пакеру сохранять герметичность при широком диапазоне давлений. В силу того, что рабочая полость пакера в надутом состоянии не изолирована от полости рабочей колонны, изменение температурных условий в скважине не влияет на давление внутри рабочей полости при условии постоянного давления в рабочей колонне.

Для того чтобы пакер находился в надутом состоянии и обеспечивал герметичное разобщение участков в скважине, необходимо поддержание давления в рабочей колонне на протяжении всей внутрискважинной работы.

При осуществлении технологии мы также предлагаем комбинированный превентор, повышающий надежность предупреждения возникновения газонефтеводопроявлений (открытого фонтанирования) при проведении

ремонтных работ в скважинах с применением колтюбинга (гибкой трубы), а также обеспечивающий надежную герметизацию устья скважины в зоне действия превентора при извлечении инструмента на поверхность.

В конструкции превентора между трубными/клиновыми и срезными/глухими плашками располагается обратный клапан, механизмом закрытия которого является створка (или иначе створчатый обратный клапан). Перед спуском инструмента в скважину створка клапана находится в закрытом положении, что снижает риск возникновения открытого фонтанирования скважины при монтаже инструмента в лубрикаторе (так как в этом случае барьерами для возникновения открытого фонтанирования скважины служат закрытая буферная задвижка фонтанной арматуры, а также закрытый клапан створчатого типа комбинированного превентора). При спуске инструмента в скважину механизм закрытия обратного клапана находится в открытом положении за счет подачи гидравлического давления низковязкого масла. В этом случае предупреждение открытого фонтанирования скважины осуществляется за счет уплотнительного устройства, находящегося под инжектором, а также закрытия трубных/клиновых плашек. В случае возникновения осложнений, способных привести к открытому фонтанированию скважины, предупреждение осуществляется путем закрытия срезных/глухих плашек. После проведения ремонтных работ и подъема инструмента на гибкой трубе на поверхность и при прохождении его через обратный клапан механизм клапана закрывается за счет сброса давления гидравлического давления масла (в этом случае барьерами для возникновения открытого фонтанирования скважины служат буферная задвижка фонтанной арматуры, закрываемая сразу после извлечения инструмента, а также закрытый клапан створчатого типа комбинированного превентора).

Отличительной особенностью заявляемого превентора от известных является то, что в его корпусе между трубными/клиновыми и срезными/глухими плашками предусмотрен обратный клапан створчатого типа, работающий гидравлически.

Комбинированный превентор работает следующим образом.

Превентор, содержащий трубные/клиновые и срезные/глухие плашки устанавливается на колпак фонтанной арматуры за счет фланцевого соединения.

Далее к фланцевому соединению устанавливается райзер (лубрикатор) для размещения в нем оборудования, спускаемого в скважину на гибкой трубе. В этом случае створка обратного клапана находится в закрытом положении, что снижает риск возникновения открытого фонтанирования скважины при монтаже инструмента в лубрикаторе (так как в этом случае барьерами для открытого фонтанирования служат закрытая буферная задвижка самой фонтанной арматуры и закрытый клапан створчатого типа превентора).

После создания давления в уплотнительном устройстве и открытия буферной задвижки фонтанной арматуры осуществляется спуск компоновки на гибкой трубе в скважину. В гидравлический канал клапана подается давление низковязкого гидравлического масла, которое создает давление на рабочий поршень, удерживаемый пружиной. Пружина сжимается, и открывается механизм закрытия (то есть створка) клапана.

После проведения ремонтных работ в скважине осуществляется подъем инструмента на гибкой трубе, при прохождении клапана осуществляется сброс гидродавления в канале, в результате чего клапан закрывается.

Такое техническое решение (а точнее предусмотрение в конструкции превентора обратного клапана створчатого типа гидравлического действия) в разы снижает риск возникновения чрезвычайных ситуаций (открытого фонтанирования скважин) при проведении ремонтных работ с применением гибкой трубы. Механизм позволяет снизить риск открытого фонтанирования скважины в следующих случаях: негерметичности уплотнительного устройства при имеющейся компоновке в зоне райзера и открытой буферной задвижке; несдерживания давления из скважины при закрытой буферной задвижке фонтанной арматуры; при поломке буферной или верхней главной задвижки фонтанной арматуры; наличия негерметичности в зоне райзера или фланцевого соединения, располагаемого выше срезных/глухих плашек; несрабатывании гидравлики для срезных/глухих плашек при нахождении инструмента в райзере.

### **Выводы**

- С целью ликвидации конуса подошвенных вод, как правило, необходимо между газо- и водонасыщенной частями пласта (то есть на границе ГВК) создать прочный водоизоляционный экран. Достичь такого эффекта можно путем закачивания водоизоляционной композиции через имеющиеся перфорационные каналы в эксплуатационной колонне.
- Нами разработана технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтубинга. Основной задачей предлагаемой технологии является повышение эффективности проведения водоизоляционных работ в газодобывающих скважинах, обводненных по причине формирования конуса подошвенных вод.
- В качестве пакера при проведении водоизоляционных работ рекомендуется применять пакер надувного действия, который в рабочем положении находится в надутом состоянии и обеспечивает герметичное разобщение участков на протяжении всей внутрискважинной работы.

*Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2022 гг.).*

### **Библиографический список**

1. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров ; Федеральное агентство по образованию, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с. – Текст : непосредственный.
2. Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits / Yu. V. Vaganov, A. K. Yagafarov, I. I. Kleshchenko [et al.]. – Текст : непосредственный // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – Vol. 12, Issue 24. – P. 873–878.

3. Патент № 2613067 Российская Федерация, С09К 8/504 (2006.01), С09К 8/506 (2006.01). Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах : № 2015140215 : заявл. 21.09.2015 : опубл. 15.03.2017 / Леонтьев Д. С., Кустышев А. А., Клещенко И. И., Ягафаров А. К. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.
4. Патент № 2529080 Российская Федерация, МПК E21B 33/138, С09К 8/506. Селективный состав для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : № 2013125841/03 ; заявл. 04.06.2013 : опубл. 27.09.2014 / Долгушин В. А., Земляной А. А., Леонтьев Д. С.; заявитель и патентообладатель Тюменский государственный нефтегазовый университет. – С. 6. – Текст : непосредственный.
5. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, А. К. Ягафаров [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30–31.
6. Патент № 2604100 Российская Федерация, E21B37/00 (2006.01), E21B43/04 (2006.01). Способ снижения пескопроявлений нефтяных скважин : № 2015148520/03 : заявл. 11.11.2015 : опубл. 10.12.2016 / Леонтьев Д. С., Кустышев А. А., Клещенко И. И. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.
7. Ваганов, Ю. В. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, Д. С. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 85–87.
8. Клещенко, И. И. Технологии и материалы для ремонта скважин: учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 352 с. – Текст : непосредственный.
9. Леонтьев, Д. С. Ограничение и ликвидация водопритоков в нефтяных скважинах / Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко. – Тюмень : Вектор Бук, 2019. – 160 с. – Текст : непосредственный.
10. К вопросу повышения производительности газовых скважин, вскрывших слабогазонасыщенную часть сеноманского продуктивного комплекса / Ю. В. Ваганов, А. К. Ягафаров, В. А. Парфирьев, М. М. Мансурова. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. – № 2 (21). – С. 5–10.
11. Нифонтов, Ю. А. Ремонт нефтяных и газовых скважин / Ю. А. Нифонтов, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля [и др.]. – Санкт-Петербург : АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 2 – 548 с. – Текст : непосредственный.
12. Ягафаров, А. К. Интенсификация притока нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири / А. К. Ягафаров, Р. М. Курамшин, С. С. Демичев. – Тюмень : Слово, 2000. – 224 с. – Текст : непосредственный.
13. Демахин, С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины : учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – Москва : Недра, 2010. – 198 с. – Текст : непосредственный.
14. Патент 1078036 СССР. E 21 В 43/32. Состав для селективной изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах : № 3496314 : заявл. 18.06.82 : опубл. 07.03.84 / Клещенко И. И., Овчинников В. И., Пешков В. Е., Ягафаров А. К. – Текст : непосредственный.
15. Нифонтов, Ю. А. Ремонт нефтяных и газовых скважин / Ю. А. Нифонтов, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля [и др.]. – Санкт-Петербург : АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 1 – 914 с. – Текст : непосредственный.
16. Обиднов, В. Б. Глушение низкотемпературных газоконденсатных скважин в условиях anomalно низких пластовых давлений на месторождениях Крайнего Севера / В. Б. Обиднов, Д. А. Кустышев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 33–40.
17. Кустышев, А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – Москва : ООО «Газпром Экспо», 2010. – 212 с. – Текст : непосредственный.
18. Кустышев, А. В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки / А. В. Кустышев, А. С. Епрынцев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 59–64.

19. Кустышев, А. В. Оборудование и инструмент для эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев, В. Я. Протасов, Т. И. Чижова. – Тюмень : Вектор Бук, 2011. – 312 с. – Текст : непосредственный.

20. Патент 167386 Российская Федерация, E21B 33/12 (2006.01). Надвунной пакер многоразового применения : № 2016130867 : заявл. 26.07.2016 : опубл. 10.01.2017 / Светашов В. Н., Фролов С. А., Водорезов Д. Д., Леонтьев Д. С., Ефимович В. И. ; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

### References

1. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., & Yagafarov, A. K. (2010). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftnyakh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 344 p. (In Russian).

2. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Parfiriev, V. A., & Popova, Zh. S. (2017). Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits. International Journal of Applied Engineering Research, 12(24), pp. 873-878. (In English).

3. Leontiev, D. S., Kustyshev, A. A., Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Zharova, D. V., Sipina, N. A.,... Ponomarev, A. A. Sostav dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v skvazhinakh. Patent 2613067 RF, C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01). No 2015140215. Applied: 21.09.2015. Published: 15.03.2017. (In Russian).

4. Dolgushin, V. A., Zemlyanoy, A. A., & Leontiev, D. S. Selektivnyy sostav dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v neftnyakh i gazovykh skvazhinakh. Patent 2529080 RF, MPK E21V 33/138, S09K 8/506. No 2013125841/03. Applied: 04.06.2013. Published: 27.09.2014. (In Russian).

5. Kleschenko, I., Leontiev, D., Yagafarov, A., Dolgushin, V., Popova, J., & Ankudinov, A. (2015). To the question of instalation waterproofing screens in oil wells when tightening cone bottom waters. Burenie i neft', (5), pp. 30-31. (In Russian).

6. Leontiev, D. S., Kustyshev, A. A., & Kleshchenko, I. I. Sposob snizheniya peskoproyavleniy neftnyakh skvazhin. Patent 2604100 RF, E21B37/00 (2006.01), E21B43/04 (2006.01). No 2015148520/03. Applied: 11.11.2015. Published: 10.12.2016. (In Russian).

7. Vaganov, Yu. V., Kustyshev, A. V., & Leontyev, D. S. (2017). Emergency works in abnormal operating conditions of oil and gas wells operations. Oil Industry, (2), pp. 85-87. (In Russian).

8. Kleshchenko, I. I., Leontiev, D. S., & Vaganov, Yu. V. (2019). Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 352 p. (In Russian).

9. Leontiev, D. S., & Kleschenko, I. I. (2019). Ogranichenie i likvidatsiya vodopritokov v neftnyakh skvazhinakh. Tyumen, Vektor Buk Publ., 160 p. (In Russian).

10. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Parfiriev, V. A., & Mansurova, M. M. (2019). Revisiting the increasing productivity of gas wells, that penetrate an undersaturated part of the cenomanian productive complex. Scientific journal of the Russian gas society, (2(21)), pp. 5-10. (In Russian).

11. Nifontov, Yu. A., Kleshchenko, I. I., Telkov, A. P., Nifontova, T. I., & Charnetskiy, A. D. (2005). Remont neftnyakh i gazovykh skvazhin. Tom 2. St. Petersburg, Professional ANO NPO Publ., 548 p. (In Russian).

12. Yagafarov, A. K., Kuramshin, R. M., & Demichev, S. S. (2000). Intensifikatsiya pritoka nefti iz skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Slovo Publ., 224 p. (In Russian).

13. Demakhin, S. A., & Demakhin, A. G. (2010). Khimicheskie metody ogranicheniya vodopritoka v neftnyane skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 198 p. (In Russian).

14. Kleshchenko, I. I., Ovchinnikov, V. I., Peshkov, V. E., & Yagafarov A. K. Sostav dlya selektivnoy izolyatsii plastovykh vod v neftnyakh i gazovykh skvazhinakh. Patent 1078036 SSSR. E 21 V 43/32. No 3496314. Applied: 18.06.82. Published: 07.03.84. (In Russian).

15. Nifontov, Yu. A., Kleshchenko, I. I., Telkov, A. P., Geykhman, M. G., Gerasimov, G. T., Dernov, D. A.,... Shipulin, A. V. (2005). Remont neftnyakh i gazovykh skvazhin. Tom 1. St. Petersburg, Professional ANO NPO Publ., 914 p. (In Russian).

16. Obidnov, V. B. & Kustyshev, D. A. (2014). Killing of low-temperature gas-condensate wells in the conditions of abnormal reservoir pressure in the fields of the Extreme North. Higher Educational Institutions News. Neft' I Gas, (5), pp. 33-39. (In Russian).

17. Kustyshev, A. V. Slozhnye remonty gazovykh skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Moscow, Gazprom Ekspo LLC Publ., 212 p. (In Russian).

18. Kustishev, A. V., & Epryntsev, A. S. (2011). Problems and efficiency enhancement of gas wells operation during final stage of development. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 59-64. (In Russian).

19. Kustyshev, A. V., Protasov, V. Ya., & Chizhova, T. I. (2011). *Oborudovanie i instrument dlya ekspluatatsii i remonta skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, Vektor Buk Publ., 312 p. (In Russian).

20. Svetashov, V. N., Frolov, S. A., Vodorezov, D. D., Leontiev, D. S., & Efimovich, V. I. *Naduvnoy paker mnogorazovogo primeneniya*. Patent 167386 RF, E21B 33/12 (2006.01). No 2016130867. Applied: 26.07.2016. Published: 10.01.2017. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

*Леонтьев Дмитрий Сергеевич, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Шаляпина Аделя Данияровна, аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru*

*Мансурова Маишхура Музаффаровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, инженер лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

#### **Information about the authors**

*Dmitry S. Leontiev, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Junior Researcher at the Laboratory of Technologies of Well Workover and Stimulation, Industrial University of Tyumen*

*Ivan I. Kleshchenko, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

*Adelya D. Shalyapina, Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Junior Researcher at the Laboratory of Technologies of Well Workover and Stimulation, Industrial University of Tyumen, e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru*

*Mashkhura M. Mansurova, Assistant at the Department of Department of Drilling Oil and Gas Wells, Engineer at the Laboratory of Technologies of Well Workover and Stimulation, Industrial University of Tyumen*