

# **Бурение скважин и разработка месторождений**

## **Drilling of wells and fields development**

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Научная статья / Original research article

УДК 622.276

DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-66-75

EDN: ZNMXHU



### **Применение растворимых пакер-пробок при проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах**

**Д. С. Леонтьев<sup>1\*</sup>, А. Р. Диндарьянов<sup>2</sup>, А. Р. Хафизов<sup>3</sup>, А. Е. Анашкина<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

<sup>2</sup>ООО «Башнефть – Полюс», Уфа, Российская Федерация

<sup>3</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Российская Федерация

\* leontevds@tyuiu.ru

**Аннотация.** В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением дебитов добывающих скважин, падением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, требует проведения ремонтно-изоляционных работ в этих скважинах. Изоляция продуктивного пласта перед ликвидацией заколонных перетоков с применением цементного моста ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта и значительному увеличению продолжительности ремонта скважины.

В последние несколько лет для отсечения продуктивного пласта используются пакер-пробки различных конструкций. Основное преимущество таких пробок заключается в возможности установки их в требуемом интервале скважины без ограничения по зенитным углам и отсутствии поглощения тампонажного материала в продуктивный пласт.

Авторами для проведения РИР и ликвидации ЗКЦ предлагается использовать растворимые пакер-пробки. Технология ее установки аналогична технологиям установки обычных пакер-пробок. Главным преимуществом является ее независимое разрушение под действием солевых растворов с активными ионами хлора.

**Ключевые слова:** обводненность продукции скважин, водоносный горизонт, заколонная циркуляция, ремонтно-изоляционные работы, растворимый пакер-пробка

**Для цитирования:** Применение растворимых пакер-пробок при проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах / Д. С. Леонтьев, А. Р. Диндарьянов, А. Р. Хафизов, А. Е. Анашкина. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-66-75 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 66–75. – EDN: ZNMXHU

### **The use of soluble packer plugs during repair and insulation work in oil wells**

**Dmitry S. Leontiev<sup>1\*</sup>, Artur R. Dindaryanov<sup>2</sup>, Ayrat R. Khafizov<sup>3</sup>,  
Alexandra E. Anashkina<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>Bashneft – Polyus LLC, Ufa, Russian Federation

<sup>3</sup>Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

\* leontevds@tyuiu.ru

**Abstract.** Most oil and gas fields in the Russian Federation are currently in a late stage of development. This stage includes declining production rates, decreasing reservoir pressures, and increasing water cut, which in turn requires repair and isolation operations in production wells. Isolating the productive reservoir before eliminating behind-casing flow with a cement plug can lead to deterioration of reservoir properties and significantly increase well repair time. In recent years, packer plugs of various designs have been used to shut off the productive reservoir. The main advantage of such plugs is the ability to set them at the required interval within the well, regardless of deviation angles, and without losing cementing materials into the reservoir. The authors of this paper propose the use of dissolvable packer plugs for repair and isolation operations, as well as for eliminating behind-casing communication. The installation technology for these plugs is similar to that of conventional packer plugs. A key benefit is that dissolvable packer plugs can independently degrade when exposed to saline solutions that contain active chloride ions.

**Keywords:** waterlogging of well products, aquifer, column circulation, repair and insulation work, soluble packer plug

**For citation:** Leontiev, D. S., Dindaryanov, A. R., Khafizov, A. R., & Anashkina, A. E. (2025). The use of soluble packer plugs during repair and insulation work in oil wells // Oil and Gas Studies, (6), pp. 66-75. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-66-75

## Введение

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением дебитов добывающих скважин, падением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, требует проведения ремонтно-изоляционных работ в этих скважинах.

Основными причинами роста обводненности продукции скважин являются: возникновение заколонной циркуляции пластовых вод (ЗКЦ) из нижне- или вышележащих водоносных горизонтов; формирование конуса подшвенных вод; прорыв воды от нагнетательных скважин к забоям добывающих; поступление пластовых вод через негерметичность в обсадных колоннах; некачественное проведение работ по интенсификации притока [1].

Р. Т. Булгаковым предложена классификация причин обводненности продукции скважин (рис. 1), в которой достаточно полно отражена проблема затрубной циркуляции [2].

Миграция пластовых вод из ниже- или вышележащих водоносных горизонтов через негерметичное заколонное пространство приводит к увеличению обводненности добываемой продукции и снижению дебита скважины по нефти. Это, в свою очередь, может негативно сказаться на конечной нефтеотдаче продуктивных пластов из-за возможного «оттока» углеводородов из призабойной зоны скважины. Зачастую заколонные перетоки превышают приток жидкости из продуктивного пласта в несколько раз [3].

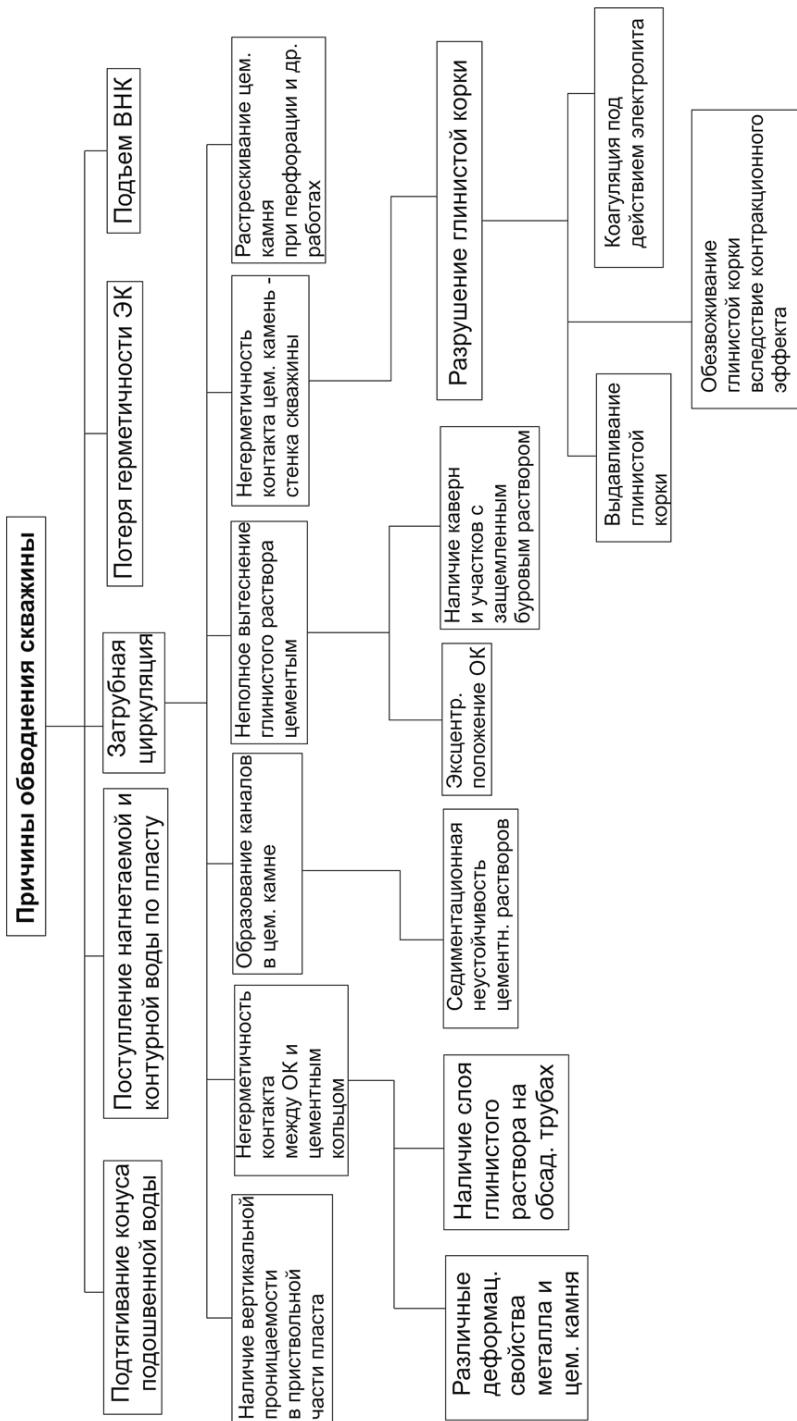
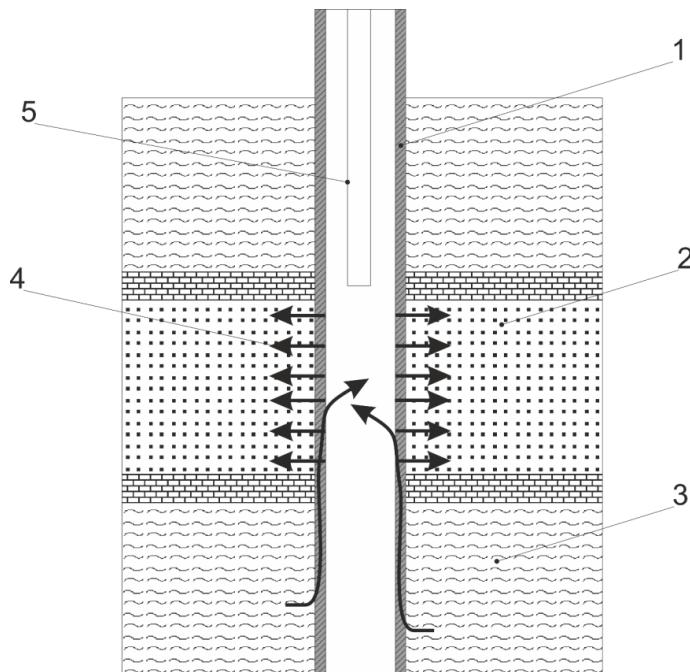


Рис. 1. Классификация причин обводненности скважин (по Р. Т. Булгакову)

Основная причина возникновения заколонных циркуляций пластовых вод в скважине заключается в низком качестве сформированного заколонного цементного камня, что приводит к тому, что выше- или нижележащий водоносный горизонт оказывается «соединенным» с продуктивным пластом через микроканалы в заколонном пространстве. Наличие таких микроканалов позволяет пластовой воде из выше- или нижележащего водонасыщенного пласта свободно мигрировать в заколонное пространство, а затем через интервал перфорации в ствол скважины (рис. 2) [1].



*Рис. 2. ЗКЦ из нижележащего водоносного горизонта:*  
1 — скважина; 2 — продуктивный пласт; 3 — водоносный горизонт;  
4 — перфорационные отверстия; 5 — внутрискважинное оборудование

Установлено, что могут возникать нарушения как самого цементного камня, так и его контакта с обсадными трубами или стенкой скважины.

В качестве каналов перетока флюидов в заколонном пространстве может выступать как вся площадь кольцевого пространства в скважинах, так и его часть (там, где нарушена сплошность заполняющего кольцевое пространство цементного кольца или имеются зазоры между ним и ограничивающими его стенками колонны и скважины) [1, 3].

К настоящему времени разработаны различные технологии выполнения работ по ликвидации заколонных перетоков. При этом в большинстве случаев работы проводятся по следующему алгоритму:

- 1) создание в отключаемом интервале продуктивного пласта непроницаемого экрана в пределах толщины пласта (цементный или песчаный мост);
- 2) заполнение вышерасположенных нарушений в обсадной колонне и цементном кольце тампонажным материалом (портландцемент, смолы, фиброволокна и другое);
- 3) разбуривание остатков тампонажного материала в интервале нарушения, определение герметичности изолированного интервала с помощью геофизических методов;
- 4) разбуривание ранее установленного непроницаемого экрана в интервале продуктивного пласта и запуск скважины в работу.

### **Объект и методы исследования**

Объект исследования — нефтяные и газовые скважины. Метод — аналитический.

### **Результаты**

В существующих условиях применение подобных технологий не всегда уместно по причине несоответствия геолого-техническим условиям проведения работ. В частности, не учитывается значительно снизившееся с начала эксплуатации пластовое давление. Современные способы разработки месторождений предполагают увеличение проницаемости призабойной зоны пласта за счет гидравлического разрыва пласта (ГРП) или кислотных обработок. Кроме того, интенсивные отборы нефти из пластов с высокими коллекторскими свойствами приводят к резкому понижению пластового давления. На ряде месторождений с несформированной системой поддержания пластового давления в скважинах, с глубиной залегания пласта по вертикали 4 000 м, пластовое давление составляет 15 МПа. Необходимо отметить, что в настоящее время большинство скважин имеет горизонтальное окончание. Таким образом, установка непроницаемого экрана в пределах толщины пласта становится весьма непростой задачей. При установке цементного моста в таких условиях большая часть тампонажного материала будет продавлена в пласт. Перепад давления составит более 25 МПа. Для установки надежного экрана потребуется несколько повторений. В результате продуктивность пласта будет значительно хуже начальных значений. Еще одним проблемным моментом станет растекание тампонажного материала по нижней стенке хвостовика и обсадной колонны, что повлечет за собой увеличение сроков ремонта скважины. В последующем даже при эффективной ликвидации ЗКЦ при разбуривании цементного моста в горизонтальной части скважины могут возникнуть проблемы, связанные с поглощением промывочной жидкости и выносом разбуренного цемента.

Таким образом, изоляция продуктивного пласта перед ликвидацией заколонных перетоков с применением цементного моста ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта и значительному увеличению продолжительности ремонта скважины.

В последние несколько лет для отсечения продуктивного пласта используются пакер-пробки различных конструкций.

Основное преимущество таких пробок состоит в возможности установки их в требуемом интервале скважины без ограничения по зенитным углам и отсутствии поглощения тампонажного материала в продуктивный пласт. Различные варианты пакер-пробок представлены на фотографиях (рис. 3).

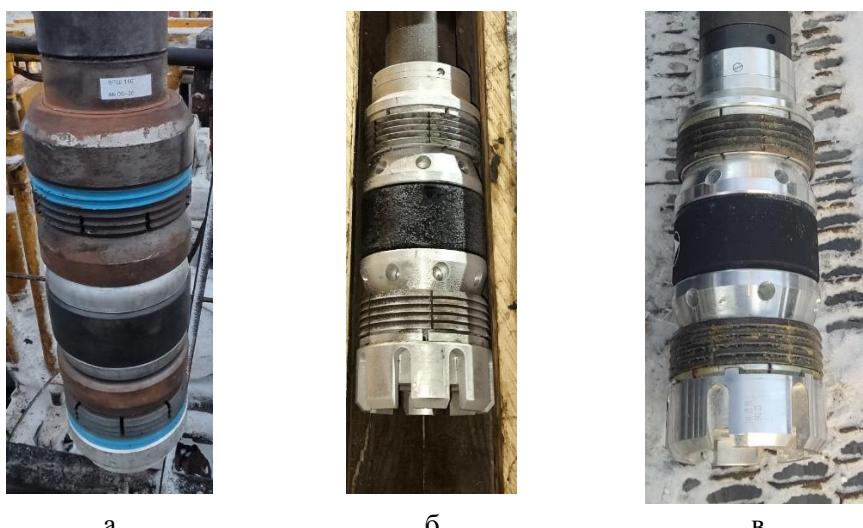


Рис. 3. Фотографии пакер-пробок: а — пакер ВПШ 146; б — разбуривающийся пакер-пробка РПП -150; в — пакер ПВШ 146

Принцип действия подобных пакер-пробок следующий.

Пакер-пробка с помощью специального устройства соединяется с колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и далее спускается в скважину на необходимую глубину. В НКТ создается давление порядка 10–20 МПа, в результате чего под действием избыточного давления сухарный механизм пробки входит в зацепление со стенкой обсадной колонны, а манжетное уплотнение сжимается и перекрывает затрубное пространство над и под пакер-пробкой. После стравливания давления в НКТ до 0 колонна на НКТ расстыковывается от пакер-пробки и поднимается. Затем проводятся ремонтно-изоляционные работы по необходимой технологии. В конце завершения ремонтно-изоляционные работы (РИР) и оценки их эффективности проводятся работы по разбуриванию/разфрезеровыванию пакер-пробки.

Несмотря на то, что современные образцы пакер-пробок производят из легко разбуруемых материалов, на этом этапе существует серьезная проблема (рис. 4). Так, разбуривание верхней части пакер-пробки обычно происходит достаточно просто. После разбуривания верхних сухарей и манжетного уплотнения открывается сообщение с продуктивным пластом. В случае низкого пластового давления начинается интенсивное поглощение промывочной жидкости, которое не позволяет эффективно завершить разбуривание пакер-пробки. При разнице 10 МПа между гидростатическим и пластовым давлением объемы поглощения промывочной жидкости могут составлять сотни  $\text{м}^3$ , а сроки ремонта скважины увеличиться на несколько суток.



Рис. 4. Проблемные элементы при разбуривании пакер-пробки

Необходимо отметить, что производители выпускают также и извлекаемые пакер-пробки. При большом расстоянии между интервалом РИР и пакер-пробкой на ее поверхность не попадает тампонажный материал. В таком случае после разбуривания цементного камня в интервале РИР проводят дополнительный спуск и подъем ловильного инструмента и извлекают пакер-пробку. Минус подобного оборудования — в необходимости проведения дополнительной спуско-подъемной операции, что тоже увеличивает продолжительность ремонта.

Для проведения РИР и ликвидации ЗКЦ авторы предлагают использовать растворимую пакер-пробку. Технология ее установки аналогична технологиям установки обычных пакер-пробок. Главное преимущество заключается в ее независимом разрушении под действием солевых растворов с активными ионами хлора.

Использование растворимой пакер-пробки имеет несколько преимуществ:

- простота установки;
- надежная изоляция продуктивного пласта;
- отсутствие негативного воздействия тампонажного материала на продуктивный пласт;
- отсутствие необходимости бурения/фрезерования пробки для вскрытия продуктивного пласта.

Характеристики используемых при производстве пакер-пробок сплавов позволяют регулировать сроки начала и завершения растворения. Это делает возможным регулирование параметров растворения пакер-пробок с учетом конкретных скважинных условий. Технические характеристики подобной пакер-пробки изложены в таблице.

#### *Технические характеристики растворимой пакер-пробки*

№	Наименование параметра	Ед. изм	Значение параметра
1	Наружный диаметр	мм	80–100
2	Давление, воспринимаемое пакером	МПа	35
3	Усилие посадки	тс	11
4	Зенитный угол в интервале установки	град.	0–90
5	Осьное усилие при разгрузке на пакер	тн	15
6	Температура среды, max	°С	120
7	Диаметр колонн	мм	102–127
8	Длина	мм	380–435
9	Масса	кг	3,2–5,9
10	Среда растворения	Жидкости на водной основе, гель на основе гуара, скважинный флюид, жидкость ГРП. Интенсивно растворяются в 14 % растворе соляной кислоты	

Основным преимуществом применения растворимого пакера при ремонтно-изоляционных работах является надежное разобщение продуктивного пласта от интервала РИР и отсутствие необходимости дополнительных работ с продуктивным пластом после РИР.

#### **Выводы**

1. В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки,

характеризующейся снижением дебитов добывающих скважин, падением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, требует проведения ремонтно-изоляционных работ в этих скважинах.

2. Главной причиной возникновения ЗКЦ пластовых вод в скважине является низкое качество сформированного заколонного цементного камня, приводящее к тому, что выше- или нижележащий водоносный горизонт оказывается «соединенным» с продуктивным пластом за счет микроканалов в заколонном пространстве.

3. Основное преимущество пакер-пробок заключается в возможности установки их в требуемом интервале скважины без ограничения по зенитным углам и отсутствии поглощения тампонажного материала в продуктивный пласт.

4. Для исключения возможных осложнений при разбуривании пробок авторы предлагают при проведении РИР использовать растворимую пакер-пробку. Технология ее установки аналогична обычным пакер-пробкам. Важнейшее преимущество заключается в ее независимом разрушении под действием солевых растворов с активными ионами хлора.

#### ***Список источников***

1. Технологии и материалы для ремонта скважин: учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – 352 с. – Текст : непосредственный.
2. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины / Р. Т. Булгаков, А. Ш. Газизов, Р. Г. Габдуллин, И. Г. Юсупов. – Москва : Недра, 1976. – 175 с. – Текст : непосредственный.
3. 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. – Тюмень : Издательство Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2010. – 340 с. – Текст : непосредственный.

#### ***References***

1. Kleshchenko, I. I., Leont'ev, D. S., Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K. & Panikarovskiy, E. V. Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin. Tyumen', Tymenskiy industrial'nyy universitet Publ., 2019, 352 p.
2. Bulgakov, R. T., Gazizov, A. Sh., Gabdullin, R. G., & Yusupov, I. G. (1976). Ogranichenie pritoka plastovykh vod v neftyanye skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 175 p.
3. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., & Yagafarov, A. K. (2010). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen', Izdatel'stvo Tyumenskogo gosudarstvennogo neftegazovogo universiteta Publ., 340 p.

## **Информация об авторах / Information about the authors**

**Леонтьев Дмитрий Сергеевич,** кандидат технических наук доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, leontevds@tuuiu.ru

**Диндарьянов Артур Ринатович,** главный специалист отдела текущего и капитального ремонта скважин, ООО «Башнефть — Полюс», г. Уфа

**Хафизов Айрат Римович,** доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

**Анашикина Александра Евгеньевна,** кандидат технических наук, доцент, руководитель академического офиса, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Dmitry S. Leontiev,** Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, leontevds@tuuiu.ru

**Artur R. Dindaryanov,** Chief Specialist of the Workover Department, Bashneft – Polyus LLC, Ufa

**Ayrat R. Khafizov,** Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Gas and Oil and Gas Condensate Fields, Ufa State Petroleum Technical University

**Alexandra E. Anashkina,** Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor Head of the Academic Office, Industrial University of Tyumen

*Поступила в редакцию / Received 23.05.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 27.06.2025*

*Принята к публикации / Accepted 05.11.2025*