

# Пакер, применяемый в открытом стволе нефтегазовых скважин, для проведения различных геолого-технических мероприятий

**И.С. Копейкин**

аспирант<sup>1</sup>

[llya.kopeikyn@gmail.com](mailto:llya.kopeikyn@gmail.com)

**А.В. Лягов**

д.т.н. доцент, профессор кафедры

«Технологические машины и оборудования»<sup>1</sup>

[LyagovAV@basneft.ru](mailto:LyagovAV@basneft.ru)

**А.Н. Замараев**

к.т.н. руководитель службы разработки

оборудования для открытого ствола скважины<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>2</sup>ООО НПФ «Пакер», Октябрьский, Россия

**За последние годы для разведочного и эксплуатационного бурения скважин синтезированы разнообразные и конкурентоспособные пакерно-якорные системы, выполненные на достаточно высоком техническом уровне. Однако надо отметить, что не все технологические проблемы работы пакеров в открытом стволе скважины и связанные с этим осложнения, и аварийные ситуации в полной мере решены. В настоящей статье рассмотрен пакер для открытого ствола скважины. Конструкция пакера была разработана, опираясь на опыт работы уже существующего отечественного пакерного оборудования для необсаженных скважин с целью учесть имеющиеся недоработки в аналогах, а также исключить значительные недостатки в конструкциях для обеспечения более надежной и долговечной работы оборудования.**

## Материалы и методы

С помощью программного комплекса SolidWorks Simulation была разработана и посчитана 3D-модель разрезного кольца. На этапе разработки были проведены основные прочностные и технологические расчеты пакера. Для предварительной оценки работы пакера, а также проверки соответствия конструкции предъявляемым требованиям были проведены стендовые испытания пакера.

## Ключевые слова

пакер, открытый ствол скважины, внутрискважинное оборудование, испытание пластов, устройство пакера

Разрабатывая конструкцию пакера и определяя её эксплуатационные показатели, специалисты должны учитывать условия работы его базовых узлов как целостной технической системы, которые характеризуются [1]:

- наличием в скважине жидкости с различными реологическими характеристиками, химическими составами и степенями очистки;
- величиной кольцевого зазора между пакером и стенкой скважины;
- температурой окружающей среды;
- величиной перепада давлений;
- кривизной ствола скважины.

Вышеперечисленные условия эксплуатации пакерного оборудования в открытом стволе скважины становятся основными причинами поиска более совершенной и универсальной конструкции пакера с достаточно высокими потребительскими свойствами.

Для соответствия более широкому кругу требований работы пакера в открытом стволе скважины, авторами была проведена разработка пакера, который должен обеспечить высокую надежность герметизации исследуемых интервалов скважины, исключить возможность разрушения резиновых уплотнительных элементов, предотвратить возникновение аварийных ситуаций и упростить технологию применения пакера.

Известно, что пакерное оборудование, как и любое другое оборудование, может отказывать и становиться причиной дорогостоящих аварийных ситуаций в скважине. Анализ отказов, наиболее часто встречающихся в практике сервиса пакеров в российских нефтегазодобывающих и буровых компаниях, позволили выявить наиболее характерные, возникающие при работе оборудования в открытом стволе скважины [2]:

- асимметричное расположение пакера относительно открытого ствола скважины перед его посадкой в области расчетного интервала;
- затекание резинового уплотнительного элемента пакера, что в будущем становится причиной прихвата пакерного оборудования и негерметичной изоляции интервала скважины;
- потеря резиновым уплотнительным элементом рабочих характеристик в процессе эксплуатации пакера в скважине;
- вероятность несанкционированного срабатывания пакера при спускоподъемных операциях (СПО).

В настоящее время известны пакера, которые работают в открытом стволе скважины и способны устранять неполный список вышеперечисленных недостатков, например, пакер типа ПЦР или пакер типа ПГМ [3]. Но для исключения всего списка выявленных проблем необходимо разработать конструкцию пакера, который бы смог превзойти свои аналоги по технической и технологической оснастке, обеспечив безотказную и надежную работу в открытом стволе нефтегазовых скважин. На рис. 1 представлен пакер для открытого ствола скважины, который позволяет проводить испытания продуктивных пластов в необсаженных нефтяных скважинах с пластоиспытателем, спускаемым на трубах, и может использоваться при заливке негерметичности, установке цементного моста, а также при кислотной обработке скважины под давлением.

Конструкция пакера предусматривает исключение затекания резинового уплотнительного элемента за счет центрирования пакера перед посадкой с помощью раздвижных опор. Устранив затекание резинового уплотнительного элемента, пакер получил противоприхватные свойства, так как при срыве уплотнительный элемент легко возвращается в транспортное положение и не разрушается, обеспечивая тем самым сохранение рабочих свойств.

Чтобы разобраться, как были получены приведенные свойства пакера, необходимо рассмотреть процесс пакеровки обычного пакера для открытого ствола скважины.

На рис. 2 представлена схема пакеровки пакера типа ПЦР, демонстрирующая асимметричное расположение пакера перед посадкой, вследствие чего кольцевой зазор между пакером и стенками скважины неравномерен по диаметру. Асимметричное расположение пакера становится причиной неравномерного расширения резинового уплотнительного элемента, что приводит к затеканию резины уплотнительного элемента при возникновении перепада давлений. Данное явление представлено рис. 2 б [4].

Для решения этой проблемы было принято решение применить конструкцию раздвижных опор, которые должны срабатывать до начала сжатия резинового уплотнительного элемента и раздвигаться до диаметра скважины. Таким образом, пакер центрируется перед посадкой, а распределение резины уплотнительного элемента по кольцевому пространству происходит равномерно. На рис. 3 представлена схема пакеровки пакера



Рис. 1 — Пакер третьего поколения для открытого ствола скважины

для открытого ствола скважины. Благодаря раздвижным опорам пакер находится в соосности со скважиной, и даже при возникновении перепада давлений в 50 МПа затекание резинового уплотнительного элемента невозможно.

Принцип работы раздвижных опор пакера схож с работой якорного оборудования, а именно заклинивающей пары плашка-конус. Соответственно, при конструировании нового якорного механизма или раздвижной опоры возникает вопрос, будет ли опора работать аналогично плашке якоря? Для этого подробнее рассмотрим работу заклинивающей пары плашка-конус.

Так как пакер механический, изучался якорь механического типа [5]. В результате изучения процесса заклинивания плашки между стенкой скважины и конусом от осевой нагрузки сложились два основных заключения:

1. Реакция плашки на стенку скважины зависит от угла конуса и чем больше этот угол, тем легче выполнить расклинивание якоря, но при этом ухудшается способность якоря исключать осевое перемещение колонны труб. При уменьшении угла конуса, напротив, увеличивается заклинивающая сила, но вероятность срыва якоря уменьшается.
2. Из-за неоднородности стенок открытого ствола скважины, плашки якоря должны иметь рабочий диаметр больше диаметра скважины примерно на 1,18 раза.

Во избежание неблагоприятного эффекта при работе раздвижных опор в пакере, были проведены расчеты, аналогичные

расчетам якорного оборудования (рис. 4):

Вследствие чего были получены реакции одной опоры пакера на стенку скважины и конус с учетом исключения заклинивающего эффекта, что в дальнейшем учитывалось в конструкции опоры. Кроме этого, узел опоры пакера геометрически конструировался так, чтобы при срабатывании пакера опора могла равномерно распределиться по всему кольцевому пространству скважины, не реагируя на неоднородность стенок.

На этапе разработки были проведены основные прочностные и технологические расчеты пакера, которые позволили получить теоретические данные работоспособности изделия. Расчеты пакера делались с учетом следующих условий: максимальный перепад давления  $\Delta P = 50$  МПа; диаметр уплотняющего элемента до сжатия  $d = 205$  мм; максимальная растягивающая нагрузка до 490 кН и максимальная сжимающая до 590 кН, наружный диаметр открытого ствола  $d_{ок} = 230$  мм;  $\rho_{см} = 7850$  кг/м<sup>3</sup>;  $E_{см} = 2 \cdot 10^{11}$  Па; коэффициент Пуассона резиновой манжеты  $\mu = 0,485$ ; модуль упругости резины  $E_y = 188$  Па; коэффициент устойчивости пакеровки  $k = 1,25$ ; в уплотнительном элементе используется смесь резиновая 54-2а ТУ 381051082-86.

Для начала была определена площадь диаметрального сечения уплотнительного элемента в недеформированном состоянии:

$$F = \pi R^2 - \pi r^2, \quad (1)$$

где  $R$  — наружный радиус уплотнительного элемента пакера,  
 $r$  — внутренний радиус резины;

$$F = \pi R^2 - \pi r^2 = 3,14 \cdot 0,1025^2 - 3,14 \cdot 0,045^2 = 27 \text{ мм}^2.$$

Далее вычислялось контактное давление между стенкой скважины и уплотняющими элементами (рис. 5), которое равно:

$$P_k = P_{кк} + P_{кп}, \quad (2)$$

где  $P_{кк}$ ,  $P_{кп}$  — контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно [6].

Для определения контактного давления  $P_k$  и наименьшей величины осевой силы  $Q$ , обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используют следующие уравнения [7]:

$$P_k = \frac{\mu_p}{1-\mu_p} \cdot 2z \left[ \frac{Q}{F} - G \cdot \frac{((R_c^2 - R_m^2)^3 - (R_n^2 - r_m^2)^3)}{((R_c^2 - R_m^2)^2 \cdot (R_n^2 - r_m^2))} + \Delta P \right], \quad (3)$$

$$Q \geq (0,111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F) \cdot \frac{((R_c^2 - R_m^2)^3 - (R_n^2 - r_m^2)^3)}{((R_c^2 - R_m^2)^2 \cdot (R_n^2 - r_m^2))}, \text{ при } P_k = \Delta P \quad (4)$$

где  $F$  — площадь поперечного (диаметрального) сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии;

$R_n$ ,  $R_c$  — наружный радиус резины до деформации и после нее (последний равен внутреннему диаметру обсадной колонны);

$r_m$  — внутренний радиус резины;

$\Delta P$  — перепад давления у пакера;

$G$  — модуль сдвига резины [7].

Вычисляем наименьшую осевую силу, достаточную для деформации уплотнительного резинового элемента и получению необходимого контактного давления, при котором пакер будет герметично изолировать испытываемый интервал:

$$Q \geq (0,111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F) \cdot$$

$$\frac{((R_c^2 - R_m^2)^3 - (R_n^2 - r_m^2)^3)}{((R_c^2 - R_m^2)^2 \cdot (R_n^2 - r_m^2))} = (0,111 \cdot 50 \cdot 10^6 \cdot$$

$$\cdot 0,0108 + 6,7 \cdot 10^5 \cdot 0,0108) \cdot$$

$$\frac{((0,084^2 - 0,362^2)^3 - (0,069^2 - 0,362^2)^3)}{((0,084^2 - 0,0362^2)^2 \cdot (0,069^2 - 0,362^2))} =$$

$$59996,6 \text{ Н}$$

$$Q \geq 60000 \text{ Н};$$

Ранее полученный опыт работы пакерного оборудования показал, что для обеспечения надежной герметизации пакера необходимо, чтобы контактное давление пакера было больше или равно перепаду давления в скважине. Учитывая, что по условиям пакер



а — асимметричное расположение пакера перед пакеровкой



б — затекание резинового элемента при возникновении перепада давлений

Рис. 2 — Пример асимметричного расположения пакера в открытом стволе скважины



Рис. 3 — Принципиальная схема пакеровки

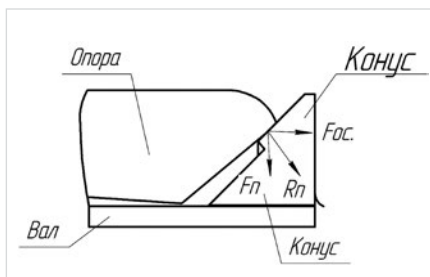


Рис. 4 — Схема действия сил в контакте опоры-конус

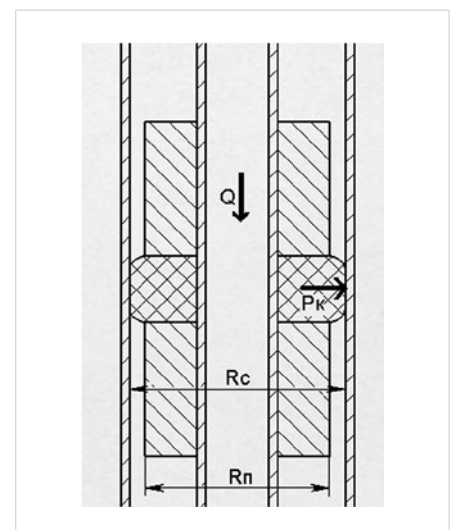


Рис. 5 — Схема действия контактного давления между стенкой скважины и уплотняющим элементом

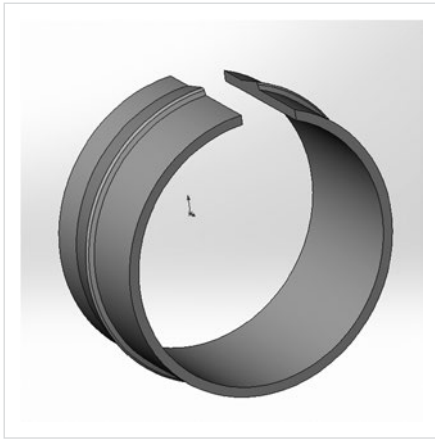


Рис. 6 — Модель разрезного кольца

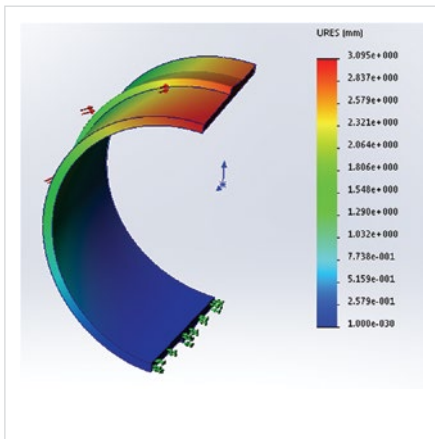


Рис. 7 — Статическое перемещение кольца

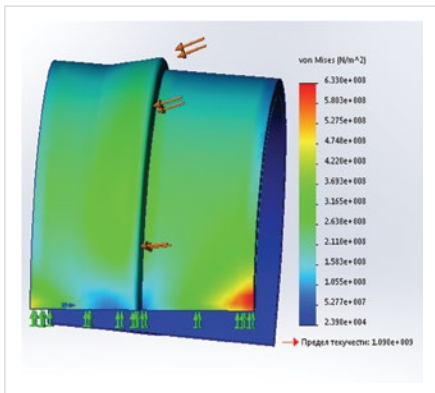


Рис. 8 — Узловое напряжение по Мизесу

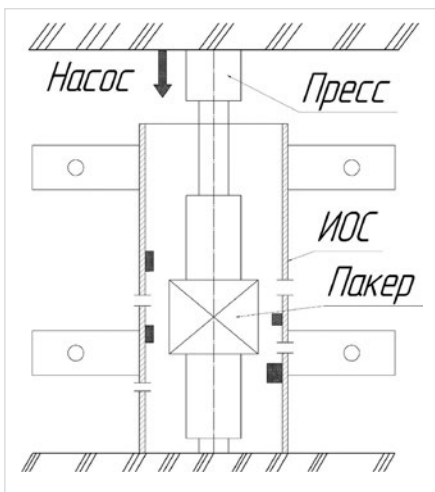


Рис. 9 — Схема испытательного стенда для пакера

будет работать в интервале с перепадом давления  $\Delta p = 50$  МПа, то контактное давление, полученное в результате расчетов, полностью удовлетворяет этим требованиям  $P_k = 50,2$  МПа.

Срабатывание механизма пакеровки должно быть около 50 кН, так как необходимая осевая нагрузка для сжатия резины равна 60 кН. Для этого рассчитаем нагрузку срабатывания разрезного кольца, которое выполняет функцию механизма пакеровки, не позволяющий активироваться пакеру во время СПО.

Поэтому с помощью программного комплекса SolidWorks Simulation была разработана и посчитана 3D-модель разрезного кольца (рис. 6)

Материал, назначенный для детали: Сталь 60С2А ГОСТ 14959-79.

Модуль Юнга:  $E = 2,12 \cdot 10^{11}$  Па ( $2,12e+011$  N/m<sup>2</sup>);

Предел текучести:  $\sigma_m = 1,09 \cdot 10^9$  Па ( $1,09e+009$  N/m<sup>2</sup>).

При осевой нагрузке в 50 кН, давление, создаваемое на поясok кольца, примерно равно 5 МПа.

На рис. 7 изображено максимальное смещение (суммарное по всем трём осям) незакрепленной кромки кольца, которое равняется  $\Delta l_{max} = 3,095$  мм. Это означает, что узел переключения пакера успешно сработал. Так как суммарное перемещение, необходимое для срабатывания пакера, равняется  $\Delta l = 6$  мм, а в по техническим условиям требуется 5 мм.

В дополнение был проведен расчет узлового напряжения по Мизесу для определения запаса прочности кольца при работе в пакере.

На рис. 8 показано, что концентратор напряжения находится у закрепленной кромки. Максимальное значение напряжения равняется  $\sigma_{max} = 6,330 \cdot 10^8$  Па = 633 МПа. Предел текучести для стали 60С2А  $\sigma_m = 1090$  МПа. Таким образом, минимальный запас прочности равен:

$$n = \frac{\sigma_m}{\sigma_{max}} = \frac{1090}{633} = 1,72; \quad (6)$$

Из этого можно сделать вывод, что запас прочности кольца достаточен, так как допустимый минимальный запас прочности  $[n] = 1,3 < n = 1,72$ .

Кроме вышеприведенных расчетов, проводились прочностные расчеты других

базовых узлов и деталей, таких, например, как шток, воспринимающий на себе основную сжимающую и растягивающую нагрузку внутри скважины. Использовался принятый федеральный сортamenta на бурильные трубы и резьбы к ним для проектирования муфтового и ниппельного соединения пакера. Все эти работы проводились с целью увеличить ресурс оборудования в целом, так как известно, что общий ресурс пакерно-якорного оборудования определяется ресурсами работы отдельно взятых деталей и узлов.

Для предварительной оценки работы пакера, а также проверки соответствия конструкции к предъявляемым требованиям, были проведены стендовые испытания пакера. На рис. 9 представлена принципиальная схема испытательного стенда с имитатором открытого ствола (ИОС).

Стендовые испытания пакера осуществлялись в два этапа. На первом этапе первоначально провели опрессовку подпакерного пространства, а затем при получении положительного результата, вторым этапом провели опрессовку надпакерного пространства.

Также пакер проверили на срыв и извлечение из ИОС. Выполнив визуальный осмотр пакера, дефектов обнаружено не было.

Было принято заключение, что пакер для открытого ствола скважины стендовые испытания выдержал, так как после окончания проведения двух этапов испытаний не произошло нарушения герметичности, падение перепада давления, а после извлечения из ИОС, при визуальном осмотре не обнаружена деформация деталей пакера.

На рис. 10 изображен график испытаний пакера.

## Итоги

- 1) Проанализированы возникающие проблемы работы пакерного оборудования в открытом стволе скважины и изучены существующие аналоги данного оборудования.
- 2) В представленном пакере решен ряд весомых проблем, возникающих при работе пакеров для открытого ствола скважины. В частности, такие проблемы как: разрушение резинового элемента пакера, прихват пакера при срыве, негерметичное разобщение испытываемого интервала от остальной области скважины, не надежная работа существующего оборудования.

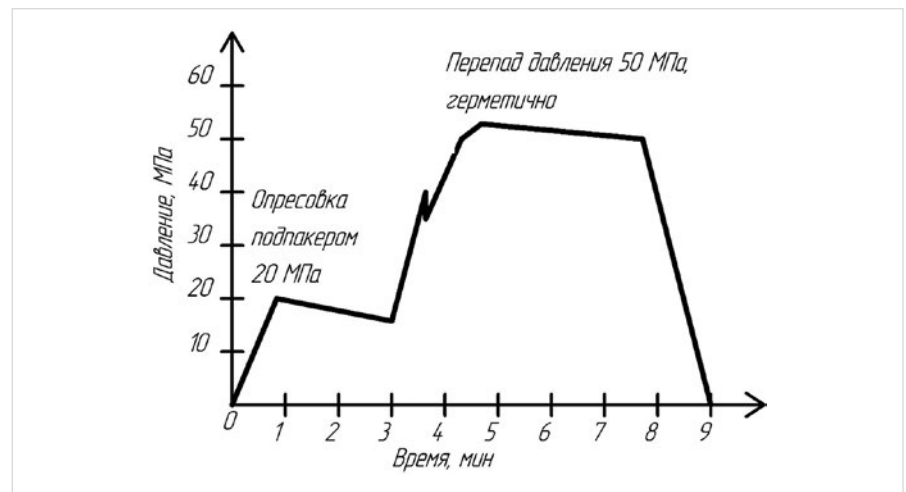


Рис. 10 — Стендовые испытания пакера. Испытания на герметичность подпакерного пространства

## Выводы

После выполнения стендовых испытаний были сделаны следующие выводы:

- Разработанный пакер отвечает основным показателям качества промышленной продукции: назначения, надежности и технологичности.
- Базовые узлы пакера работают как целостная техническая система, которая выполняет поставленные задачи – эксплуатационной эффективности.
- Для оценки показателей надежности изделия (безотказности, долговечности, ремонтопригодности и сохраняемости) планируется проведение опытно-промышленных испытаний в открытом стволе скважины.

## Список литературы

1. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое

оборудование: учебник. Уфа: УГНТУ, 2008. 565 с.

2. Копейкин И.С., Лягов А.В. Использование математических методов для расчетов напряженно деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины. Роль математики в становлении специалиста: материалы Всероссийской научно-методической конференции. Уфа, 2015. С 4–6.
3. Копейкин И.С., Лягов А.В., Тихонов А.Е. Использование пакера и якоря третьего поколения в двухпакерной компоновке при борьбе с поглощениями в открытом стволе скважины. Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения: материалы III Всероссийской научно-технической конференции. Уфа, 2015. С. 80–81.

4. Копейкин И.С., Лягов И.А., Перескоков К.А., Маликов Е.А. Напряженно деформированное состояние базовых узлов пакерно-якорного комплекса для селективного испытания пластов в открытых стволах скважины. Сборник тезисов докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПнефть», Уфа, 2015. С. 68–69
5. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Недра, 1984. 464 с.
6. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1987. 422 с.
7. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. 2-е изд. М.: Недра, 1990. 559 с.

ENGLISH

OILFIELD EQUIPMENT

## Packer for using in open-hole oil and gas wells for various geological and technical measures

UDC 622.24

### Authors:

Ilya S. Kopeikin — postgraduate<sup>1</sup>; [Ilya.kopeikyn@gmail.com](mailto:Ilya.kopeikyn@gmail.com)

Alexander V. Lyagov — Sc.D. associate professor, professor of "Technological machinery and equipment"<sup>1</sup>; [LyagovAV@basneft.ru](mailto:LyagovAV@basneft.ru)

Arkady N. Zamaraev — Ph.D. head of service the development of open-hole equipment<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russian Federation

<sup>2</sup>SPF Paker LLC, Oktyabrsky, Russian Federation

### Abstract

In recent years, for the exploration and production drilling of wells and synthesized a variety of competitive packer and anchor system, made at a high technical level. However, it should be noted that not all technological problems packers work in an open wellbore and the associated complications and emergencies are fully resolved.

This article describes the packer for the open hole. Packer design was developed based on the experience of existing domestic packer equipment for the open wellbore to take into account existing deficiencies in the analogues, as well as eliminate significant shortcomings in structures to ensure more reliable and durable operation of the equipment.

### Materials and methods

Using SolidWorks Simulation software

package was developed and counted 3D model of the split ring. During the design phase were carried out basic strength and technological calculations packer. For a preliminary assessment of the work of the packer, as well as to verify compliance with the design requirements imposed on packer were conducted bench tests.

### Results

- 1) We analyzed the emerging challenges of the work packer equipment in open hole and studied existing analogues of this equipment.
- 2) In the present package resolved a number of significant problems encountered when using packers for open borehole. In particular, problems such as the destruction of the rubber element of the packer, packer stuck at failure, leaking test interval

separation from the rest of the field well, unsafe operation of existing equipment.

### Conclusions

After the test bench the following conclusions:

- Designed packer meets the basic indicators of quality of industrial products: use, reliability and manufacturability.
- Basic packer components operate as an integrated technical system, which performs tasks, such are operational efficiency.
- To assess the reliability of the product performance (reliability, durability, maintainability and keeping) planned to conduct a pilot field test in open hole.

### Keywords

packer, open hole, downhole equipment, test formations, packer device

### References

1. Ishmurzin A.A. *Neftegazopromyslovoe oborudovanie: uchebnik* [Oilfield equipment: textbook]. Ufa: UGNTU, 2008, 565 p.
2. Kopeikin I.S., Lyagov A.V. *Ispol'zovanie matematicheskikh metodov dlya raschetov napryazhenno deformirovannogo sostoyaniya bazovykh uzlov pakerno-yakornogo kompleksa, rabotayushchego v otkrytykh stvolakh skvazhiny* [Use of mathematical methods for the calculations of stress strain state of base nodes packer anchor system operating in the open hole of the well]. Role of mathematics in the rise of the specialist: materials of all-Russian scientific and methodical conference, Ufa, 2015, pp. 4–6.
3. Kopeikin I.S., Lyagov A.V., Tikhonov A.E. *Ispol'zovanie pakera i yakorya tret'ego pokoleniya v dvukhpakernoy komponovke pri bor'be s pogloshcheniyami v otkrytom stvole skvazhiny* [Use of packer and anchor of the third generation in two-packer layout when dealing with the acquisition in open hole wells]. Oil and gas equipment innovation: problems and solutions: materials of the III all-Russian scientific and technical conference. Ufa, 2015, pp. 80–81.
4. Kopeikin I.S., Lyagov I.A., Pereskokov K.A., Malikov E.A. *Napryazhenno deformirovannoe sostoyanie bazovykh uzlov pakerno-yakornogo kompleksa dlya selektivnogo ispytaniya plastov v otkrytykh stvolakh skvazhiny* [Strained and deformed state of base nodes packer and anchor complex for selective testing of formations in the open trunks of the well]. Collection of theses of reports of scientific and technical conference of young scientists-specialists of LLC "BashNIPneft", Ufa, 2015, pp. 68–69.
5. Molchanov G.V., Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefi i gaza* [Machines and equipment for oil and gas production]. Moscow: Nedra, 1984, 464 p.
6. Chicherov L.G., Molchanov G.V. *Raschet i konstruirovaniye neftepromysloвого oborudovaniya* [Calculation and design of oilfield equipment]. Moscow: Nedra, 1987, 422 p.
7. Bukhalenko E.I. *Neftpromyslovoe oborudovanie: Spravochnik* [Oilfield equipment: Guidebook]. 2d ed. Moscow: Nedra, 1990, 559 p.