

удк 622.2

**Машков В.А. [Mashkov V.A.],
Верисокин А.Е. [Verisokin A.E.],
Димитриади Ю.К. [Dimitriadi U.K.],
Лукьянов В.Т. [Lukianov V.T.],
Гераськин В.Г. [Geras'kin V.G.]**

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ КОНСТРУКЦИЙ ЯКОРЯЩИХ УЗЛОВ И РАЗЛИЧНЫХ УПЛОТНИТЕЛЕЙ ПАКЕРОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

**The analysis used designs anchoring unit
and designs of seals of packers used
in the hydraulic fracturing**

Цель применения пакеров определяется конкретными технологическими задачами. При этом конструкция пакера и принцип приведения его в действие должны обеспечивать защиту от преждевременного износа в процессе спуско-подъемных операций. Кроме того, конструкция пакера должна обеспечивать технологичность его использования и надежный контроль за работой в скважине во время проведения гидравлического разрыва пласта, независимо от глубины установки. Опыт применения пакеров при испытании пластов показал, что в большинстве случаев пакерующие элементы становятся неработоспособными из-за разрушения нижней части резинового элемента. В практике разобщения межтрубного пространства пакерами с различными способами посадки важным и необходимым является обеспечение надежной фиксации пакера на месте установки в стволе скважины. Это происходит за счет применения якорящих узлов и различных конструкций уплотнителей пакеров.

The purpose of the packers is determined by the specific technological tasks. The design of the packer and the principle of bringing it into action shall provide protection from premature wear during the tripping process. In addition, the design of the packer should ensure manufacturability of its use and reliable control over the work in the well during the hydraulic fracturing, regardless of the depth of the installation. Experience with the use of packers for the test beds showed that in most cases packerwise items become inoperative due to the destruction of the lower part of the rubber element. In practice, the isolation annulus packers with different ways of planting is important and necessary to ensure reliable fixing of the packer at the place of installation in the borehole. This happens due to the use of anchoring unit and different designs of seals of the packers.

Ключевые слова: пакер, якорящий узел, уплотнительный элемент, гидроразрыв пласта, износ, обсадная колонна, скважина, резиновый элемент, разобщение, посадка, фиксация, перекрытие, давление, плашки, напряжение, герметичность, деформация.

Key words: packer, anchoring unit, sealing element, hydraulic fracturing, wear, casing, borehole, rubber element, dividing, planting, fixing, overlap, pressure, dies, tension, tightness, deformation.

Введение

Пакеры применяют для разобщения пластов, изоляции обсадных колонн от воздействия скважинной среды в процессе эксплуатации нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин, а также для проведения ремонтно-профилактических работ и ликвидации поглощений.

Пакеры используют для проведения технологических операций по гидроразрыву, кислотной и термической обработкам продуктивного пласта, для выполнения изоляционных работ, гидropескоструйной перфорации, установки проволочных фильтров и клапанов-отсекателей, очистки забоев скважин, газлифтной эксплуатации и т.д. Пакеры спускают в скважину на колонне НКТ. Проходное отверстие пакера должно позволять беспрепятственно спускать инструмент и оборудование для проведения необходимых операций освоения и эксплуатации скважин, для ликвидаций осложнений или выполнения необходимых технологических операций.

Пакер должен выдерживать максимально необходимый перепад давления, действующий на него в экстремальных условиях (рабочее давление). Проблема обеспечения надежности перекрытия межтрубного пространства пакером является актуальной в настоящее время, особенно в условиях проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с применением высокого давления рабочей жидкости.

Материалы и методы исследования

В данной работе исследуются якорящие узлы и уплотнители пакеров. Герметичное разобщение пространства эксплуатационной или промежуточной обсадной колонны обеспечивается подбором диаметра пакера в соответствии с внутренним диаметром труб, создающим оптимальный зазор между пакером и стенкой колонны труб.

Для восприятия усилия от перепада давления, действующего на пакер в одном или двух направлениях, пакер должен иметь соответствующее закрывающее устройство (якорь).

Уплотняющие элементы расширяются и прижимаются к обсадной колонне при воздействии осевой нагрузки (веса НКТ или усилия от поршня гидросистемы).

Для уплотняющих элементов применяется синтетическая резина марок 4326, 4327, 3825 для пакеров с небольшой деформацией уплотняющего элемента (самоуплотняющиеся) и марок 4004, 3826-С для элементов с большой деформацией.

Все уплотняющие элементы имеют корд, для упрочнения резинового элемента, который изготавливается из хлопчатобумажной ткани, полимерной или металлической нити.

Структурная схема пакера включает следующие элементы: уплотняющие элементы, опору пакера, систему управления пакером, технологические устройства.

Результаты исследования и их обсуждение

Анализ конструкций якорящих узлов

Анализ применяемых конструкций якорящих узлов пакера

ров показал, что основным видом фиксации является конструкция в виде плашек, разжимаемых в радиальном направлении при введении во взаимодействие с ними разжимных конусов [1, 2, 3, 4].

Плашки на наружной стороне, обращенной к стенке труб обсадной колонны, имеют насечку, с помощью которой они сцепляются с металлом. Проблема взаимодействия плашек якорящего узла с трубой является актуальной и требует дополнительных исследований с учетом фактора износа обсадных труб и возможности их разрушения.

Анализ приведенной формулы [5] по определению силы q взаимодействия плашек труболовки с трубой показывает, что высота плашек оказывает существенное влияние на их несущую способность.

В формуле (1) максимальная несущая способность плашек труболовки зависит от живого сечения трубы, ее радиуса, высоты плашек и угла их взаимодействия:

$$\sigma_{KP2} = \frac{\sigma_T F_C Q h \varepsilon}{R^2 C K} \quad (1)$$

где: σ_T – предел текучести материала труб;
 F_C – площадь поперечного сечения изношенной трубы;
 Q – радиус трубы внутренний;
 h – высота плашек;
 ε – коэффициент охвата периметра трубы;
 R^2 – радиус трубы наружный;
 C – коэффициент, характеризующий концентрацию напряжений в опасном сечении;
 K – коэффициент охвата плашками поверхности трубы и угла наклона конической поверхности плашек к корпусу устройства;
 σ_{KP2} – определяется для взаимодействия плашек труболовки (в количестве 6-ти штук) и осуществления подвески потайной колонны.

Аналогичная задача решается для обеспечения фиксации пакера плашками при восприятии избыточного давления снизу, например, в случае проведения гидроразрыва пласта.

Анализируя формулу (1) можно сделать вывод, что при увеличении высоты плашек растет удерживающая способность пакера.

Если представить, что высота плашек стремится к нулю, то согласно этой формуле: G – усилие, воспринимаемое пакером и сообщаемое на плашки, которое стремится к бесконечности. При этом необходимо также учитывать формулу Берлоу:

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{pD}{2\delta} \quad (2)$$

где: p – давление жидкости;
 D – внутренний диаметр обсадной колонны;
 δ – толщина стенки обсадной трубы.

По данной формуле, при известном усилии, воспринимаемом пакером и сообщаемым на плашки, можно определить допустимые контактные напряжения на границе «уплотнитель» – стенка трубы обсадной колонны.

Из практики установки пакера в обсадную колонну известно, что контактные напряжения на границе должны превосходить рабочее давление на 10–15 %. Из формулы (2) можно определить предельное значение давления P :

$$P = \frac{\delta_{\text{пр}} 2\delta}{D}$$

При известных параметрах обсадной трубы и материала, из которого она изготовлена, определяется предельное значение P .

Исходные данные для определения P :

$\delta_{\text{пр}} = 5,0$ МПа для трубы из стали группы прочности D ;
 δ – толщина стенки, $\delta = 10$ мм;
 D – внутренний диаметр трубы, равный 148 мм.

Тогда предельное значение определяется:

$$P = \frac{5 \cdot 2 \cdot 0,01}{0,14} = 0,71 \text{ МПа (710 кг/см}^2\text{)}$$

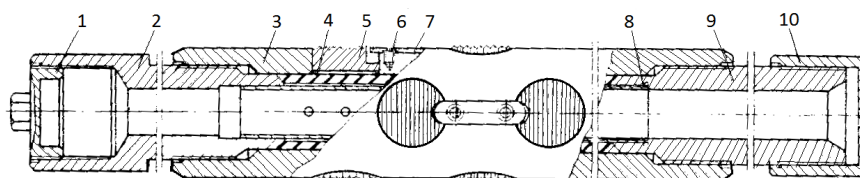
Анализ полученного результата показывает, что контактные напряжения на границе «уплотнитель – стенка трубы обсадной колонны» близки к предельным значениям, особенно это необходимо учитывать для перекрытия межтрубного пространства в старом фонде скважин с изношенной обсадной колонной.

Применение традиционного способа деформации уплотнителя в радиальном направлении за счет осевого нагружения требует приложения достаточно большого усилия. В этом случае необходимо изменить механизм посадки уплотнителя по принципу, отраженному в работе [6], где отмечается, что равномерное распределение напряжений по всей длине уплотнительного элемента можно получить, если использовать для его радиальной деформации разжимной конус.

Практика применения такого метода посадки пакера показывает, что использование разжимного конуса значительно уменьшает необходимую осевую нагрузку для деформации уплотнителя, что особенно важно для скважин старого фонда.

Контактные напряжения на границе уплотнителя с обсадной колонной определяются диаметром разжимного конуса для его деформации в данном поперечном сечении.

В работе [1] представлено несколько конструкций пакеров, оснащаемых дополнительно якорем поршневого типа гидравлического действия в дополнение к плашкам якорящего узла (с разжимом за счет применения разжимного конуса). В работе [1] отдельно представлен якорь поршневого типа – ЯГ1, где предусмотрена защита от попадания механических примесей в зазор сопрягаемых подвижных деталей плашки-корпус.



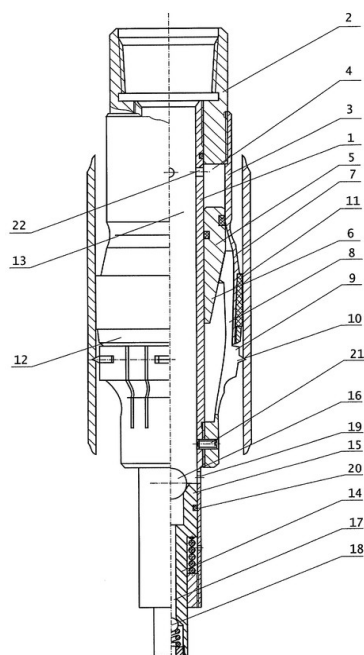
1 – пробка транспортировочная; 2 – головка; 3 – корпус;
4 – трубка резиновая; 5 – плашка; 6 – винт; 7 – шпонка; 8 – патрубок;
9 – хвостовик; 10 – гайка транспортировочная.

Рисунок 1. Якорь поршневого типа – ЯГ1.

В связи с тем, что при гидравлическом разрыве пласта рабочая жидкость находится под большим давлением, воспринимаемым снизу пакером (с залипанием выталкивающего усилия на плашки якоря), может наблюдаться потеря герметичности уплотнителя и сход пакера с места установки. Это приводит к прекращению процесса фиксации. Сохранение герметичности межтрубного пространства напрямую зависит от надежности работы якорящего узла. В работе [7] представлена новая конструкция якорящего узла для установки пакера. Фиксация происходит за счет оснащения разрывных плашек разрезными пружинными кольцами, которые внедряются в тело обсадной колонны на расчетную глубину. Для оценки возможности применения такого метода установки пакера рассмотрим конструкцию [7], представленную на рисунке 2.

Гидромеханический пакер состоит из ствола 1, жестко связанного верхним концом с переводником 2. На внешнем стволе 1 установлен корпус гидроцилиндра 3 с образованием между ними кольцевой камеры 4, в которой размещен поршень 5 с разжимным конусом 6. Корпус гидроцилиндра 3 жестко связан с металлической уплотнительной оболочкой 7. На нижнем конце ствола 1 установлена разрезная оболочка 8, входящая своим верхним концом внутрь металлической уплотнительной оболочки 7. В корпусе размещено уплотнительное кольцо 11 из упругого материала и закреплено резьбовой гайкой 12.

В канале 13 ствола 1 установлена ступенчатая пружинная втулка 14 с седлом 15 и шаровым клапаном 16. В осевом канале 17 ступенчатой подпружиненной втулки 14 установлен обратный клапан 18. В теле ствола 1 выполнены радиальные отверстия 19, изолированные телом ступенчатой подпружиненной втулки 14 и уплотнительным кольцом 20 от осевого канала 13 ствола 1.



Фиг. 3

Рисунок 2. Гидромеханический пакер.

Ступенчатая подпружиненная втулка 14 связана со стволом 1 срезным элементом 21. Кольцевая камера 4 над поршнем 6 постоянно гидравлически связана с осевым каналом 13 ствола 1 радиальными каналами 22.

Посадка устройства, спущенного на заданную глубину, осуществляется путем установки шарового клапана 18 на седло 15 и создают избыточное давление в лифтовой колонне труб, которое через радиальные отверстия 22 подается в кольцевую камеру 4 корпуса 3 гидроцилиндра и воздействует на поршень 5 с разжимным конусом 6 с их перемещением внутрь разрезной цанги 8. Цанга раздвигается в радиальном направлении с обеспечением деформации металлической уплотнительной оболочки 7 с кольцом 11 до плотного контакта с внутренней поверхностью обсадной колонны.

При дальнейшем перемещении вниз поршня 5 происходит сжатие уплотнительного кольца 11 и ввод зубцов якоря 10 во взаимодействие со стенкой обсадной колонны. Этим самым достигается перекрытие кольцевого зазора между лифтовой колонной труб и обсадной колонной.

После этого подготавливают подпакерную зону для проведения изоляционных работ.

В этой конструкции важно изучить узел якорения. Для оценки возможности осуществления такой технологии якорения дадим технологический расчет.

Технологический расчет якорения.

- диаметр внутренней обсадной колонны, мм 148;
- диаметр наружный пакера, мм 136;
- диаметр осевого канала ствола, мм 55;
- наружный диаметр ствола, мм 70;
- внутренний диаметр корпуса, мм 120;
- давление посадки пакера, МПа 25.

Определяем площадь поршня:

$$F_{\text{п}} = 0,785(d_{\text{вн.к}}^2 - d_{\text{ств}}^2); \quad (3)$$

$$0,785(12,0^2 - 1,0^2) = 74,5 \text{ см}^2.$$

Усилие, развиваемое поршнем, рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{п}} = F_{\text{п}} \cdot P; \quad (4)$$

$$q_{\text{п}} = 74,5250 = 18625 \text{ кгс.}$$

При угле конуса $\alpha = 12$:

$$Q = q_{\text{п}} \cdot \tan \alpha; \quad (5)$$

$$Q = 18625 / 0,2126 = 87606 \text{ кгс.}$$

Принимаем суммарную поперечную длину зубьев равной 1/2 периметра, т.е. периметр пространства равен:

$$\Pi = 2\pi R = 2 \cdot 3,14 \cdot 6,8; \quad (6)$$

$$\Pi = 2 \cdot 3,14 \cdot 6,8 = 42 \text{ см};$$

Тогда принимаем длину зубьев, равной 21 см.

Определим усилие внедрения зубьев в стенку обсадной колонны при условии их полного взаимодействия. Принимаем глубину внедрения зубьев $\delta = 0,3$ мм. Угол наклона фаски зуба принимаем $\beta = 45^\circ$. При решении метода треугольника, где $\delta = 0,3$ мм является катетом, площадь контакта определяется по формуле:

$$L_{\text{сум}} = \Pi \cdot \frac{\delta}{\sin 45};$$

$$L_{\text{сум}} = 420 \cdot \frac{0,25}{0,7} = 150 \text{ мм} \quad (7)$$

Определим площадь пакера, воспринимающего давление разрыва снизу:

$$F_{\text{п}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2; \quad (8)$$

$$F_{\text{п}} = 0,785 \cdot 13,6^2 = 145 \text{ см}^2;$$

С учетом веса труб лифтовой колонны $Q_{\text{тр}} = 20000$ кг получим:

$$Q_{\text{выт}} = F_{\text{п}} \cdot P - Q_{\text{тр}}$$

$$Q_{\text{выт}} = \frac{145 \cdot 200}{56000} - 20000 = 36000 \text{ кг}; \quad (9)$$

Проверим выполнение условия:

$$\sigma_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{выт}}}{F_{\text{сум}}} \leq [\sigma_{\text{т}}];$$

$$\sigma_{\text{т}} = \frac{36000}{15} = 2235 \text{ кгс} \leq [\sigma_{\text{т}}]; \quad (10)$$

Вывод: пакер в состоянии выдержать и большой перепад давления, поскольку $[\sigma_r] = 6000 \text{ кг/см}^2$.
Передача выталкивающей силы на зубья приводит к тому, что они работают на срез. Считаем, что площадь поперечного сечения зуба равна:

$$S = 2h ; (11)$$

где $\alpha = 45^\circ$;
 $h = 0,3 \text{ мм}$;
 $S = 0,6 \text{ мм}$.

Суммарная длина зубьев – $L_{\text{сум}} = 150 \text{ мм}$;
Площадь сечения зубьев, воспринимающих $Q_{\text{выт}}$:

$$S_{\text{п}} = S \cdot L_{\text{сум}} = 0,06 \cdot 15 = 1 \text{ см}^2.$$

При воздействии выталкивающей силы ($Q_{\text{выт}} = 36 000 \text{ кг}$) пакер снимается с места установки. Необходимо обеспечить дополнительное количество зубьев с увеличением глубины их внедрения. Для якорей плашечного типа необходимо иметь внедрение зубьев на заданную глубину с обеспечением наружного контакта всей площадью плашек. Такое конструктивное оформление реализовано в [8], где плашки якоря имеют два выступа, распределенных по высоте, что увеличивает силу сцепления якоря с обсадной колонной.

Оценка эффективности применения пакеров с различными конструкциями уплотнителей

Обычная схема деформации уплотнителя путем воздействия осевой силы имеет ряд существенных недостатков. В момент осевого сжатия уплотнителя происходит его перемещение при неподвижном нижнем торце. При вступлении в контакт с обсадной колонной пакера появляется и нарастает сила трения, направленная против смещения точек поверхности уплотнителя по поверхности обсадной колонны, что препятствует передачи осевой нагрузки от силы, действующей сверху, к нижнему торцу уплотнителя. Это приводит к неравномерному распределению контактных напряжений с их уменьшением к нижнему торцу уплотнителя. Контактные напряжения в нижней части по своему значению меньше, чем давление уплотняемой среды, а в верхней части эти напряжения имеют завышенное значение, превосходящее прочностные характеристики материала уплотнителя.

При такой посадке-деформации уплотнителя необходимо учитывать силу трения. Избежать негативных факторов, влияющих на надежность ра-

боты уплотнителя, можно, обеспечив изменение силового воздействия на уплотнитель с заменой действия силы в радиальном направлении.

В работе [9] подробно рассмотрен механизм деформации уплотнителя за счет ввода в его осевой канал разжимного конуса, определенной конфигурации и диаметрального размера. Для пакеров с таким механизмом деформации уплотнителя требование соотношения «длина – толщина» не предъявляют. Это позволяет делать уплотнитель более тонким, что, в свою очередь, позволяет получить увеличение внутреннего диаметра ствола пакера. Данное условие немаловажно для снижения гидравлических сопротивлений потоку рабочей жидкости, например, при проведении гидроразрыва пласта.

Известно достаточно большое количество технических решений по конструкциям уплотнителей пакеров, например [10]. В устройстве делается попытка повышения коэффициента однородности нагружения уплотнительного элемента за счет концентричной установки пакера внутри осевого канала обсадной колонны. Сам уплотнитель имеет цилиндрическую форму с размещением на его торцах экструзионных шайб. Посадка пакера производится с применением специального гидравлического посадочного инструмента. Деформация уплотнителя в радиальном направлении происходит путем воздействия сверху осевой нагрузки.

Существует уплотнительный элемент пакера [11], в котором пакерующий элемент выполнен составным, а для его защиты применяются перегородки между уплотнительными кольцами, которые выполнены фигурными и с радиальными каналами.

Замкнутое пространство между перегородками и металлической оболочкой заполнено герметизирующим составом. Каждое из тороидальных колец заключено в разрезную, по периметру замкнутую (с наружной стороны) и с зазором (с внутренней стороны) металлическую оболочку.

Посадка пакера ведется созданием осевой нагрузки, превышающей по своему значению предел текучести материала оболочки, с передачей осевого усилия на вес детали уплотнительного элемента. Металлическая оболочка деформируется со сжатием уплотнительного кольца и равномерным распределением напряжений.

В результате такого распределения усилия металлическая оболочка плотно прижимается к стенке трубы обсадной колонны с повторением ее геометрической формы. Также происходит выдавливание герметизирующего состава через радиальные колонны в межтрубное пространство. Уплотнительный элемент предназначен для разбуриваемых пакеров. Перепад давления, воспринимаемый уплотнительным элементом, имеет невысокие значения.

Аналогично по конструкции оформлено техническое решение, отраженное в [12]. Данный узел уплотнения скважинного устройства предназначен для перекрытия межтрубного пространства при проведении изоляционных работ или гидроразрыва пласта. Повышение надежности уплотнителя

обеспечивается путем нормирования нагрузки на каждом из них. Уплотнения в виде колец установлены между шайбами, образующими камеры в виде трапеций.

Сами шайбы выполнены и установлены с возможностью предохранения от перегрузок уплотнительных колец. Сжатие пакета уплотнительных колец и шайб осуществляется путем осевого нагружения грундбуксой, воспринимающей перепад давления рабочей среды.

Технологический зазор между шайбами и внутренней стенкой обсадной колонны находится в пределах мм. Уплотнительные кольца при сжатии шайб деформируются в радиальном направлении с перекрытием этого зазора. При восприятии перепада давления со стороны рабочей среды неизбежно произойдет выдавливание всего пакета уплотнительных колец (начиная с нижнего кольца), с нарушением их целостности.

Проблему затекания резинового уплотнителя в технологический зазор предложено решить за счет введения в элемент пакера пружинящего элемента в виде спирали. Пружина привулканизирована к резиновому массиву по всей поверхности проволоки в месте перехода цилиндрической части в коническую, со стороны приложения нагрузки. Разработка защищена патентом Российской Федерации [13].

Анализ конструкций уплотнительных элементов, представленный в материалах патента, показывает, что для обеспечения радиальной деформации уплотнителя необходимо приложить достаточно большое осевое усилие – 120–140 кН. При этом резиновая масса может затекать в кольцевой зазор между корпусом пакера и стенкой трубы обсадной колонны.

К недостаткам всех известных уплотнителей можно отнести следующее: последние выкрашиваются на торцах даже при наличии экструзионных шайб. При возврате пакера в транспортное положение иногда наблюдается разрушение резинового материала на торцах. Повысить надежность работы уплотнителя можно за счет предотвращения затекания резины в уплотняемый зазор, что исключит ее разрушение по торцовой поверхности при распаковке.

Анализ представленных материалов патента показывает, что деформация уплотнительного элемента происходит по старой традиционной схеме – осевым нагружением от веса труб.

Повысить эффективность работы уплотнительного элемента пакера по [13] можно за счет применения другого метода деформации, отраженного в [9]. Поскольку жесткость уплотнительного элемента пакера в месте установки спиральной пружины выше, чем в другом поперечном сечении, то целесообразно размещать уплотнитель таким образом, чтобы разжимной конус входил во взаимодействие с ним в месте размещения спиральной пружины.

В этом случае распределение контактных напряжений по длине уплотнительного элемента будет более равномерным. В направлении обеспечения

надежности работы уплотнительного элемента предложена конструкция, в которой торцевые конические поверхности выполнены разновеликими [14].

Верхняя торцевая поверхность выполнена в виде внутренней конической расточки, имеющим посадочный пас, а нижняя – в виде наружной конической поверхности с углом конусности, который меньше, чем у верхней конической расточки. Разжим происходит путем ввода верхнего подвижного упора, выполненного коническим, во внутреннюю расточку с деформацией в радиальном направлении до контакта со стенкой обсадной колонны. Одновременно при большом угле конусности происходит нагружение уплотнителя осевой составляющей, т.е. имеет место комбинированный метод посадки. При этом сохраняется условие неравномерного поджима уплотнителя по его высоте.

Выводы

1. Анализ применяемых конструкций якорящих узлов пакеров показал, что основным видом фиксации является конструкция в виде плашек, разжимаемых в радиальном направлении при введении во взаимодействие с ними разжимных конусов.
2. Обычная схема деформации уплотнителя путем воздействия осевой силы имеет ряд существенных недостатков. Избежать негативных факторов, влияющих на надежность работы уплотнителя, можно, обеспечив изменение силового воздействия на уплотнитель с заменой действия силы в радиальном направлении.

Список используемой литературы

1. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максотов, О.В. Чурбанов и др. М.: Недра, 1984. С. 76–85.
2. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. М.: Недра, 1988. С. 315–324.
3. Басарыгин Ю.М. Ремонт газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, П.П. Макаренко, В.Д. Мавромати. М.: Недра, 1998. С. 143–151.
4. Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: Справочник в 2-х т. Буровой инструмент / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и др. М.: Недра, 2003. С. 434–475.
5. Шляховой С.Д. Аналитические и экспериментальные исследования несущей способности изношенных обсадных труб / С.Д. Шляховой, С.Б. Бекетов / Сборник научных трудов. Строительство газовых и газоконденсатных скважин / ПАО «Газпром» / Москва, 1997. С. 15–86.

6. Машков В.А. Повышение надежности работы пакеров за счет изменения конструкции уплотнительного элемента / В.А. Машков, Ю.А. Пуля, С.А. Литвинов, С.А. Паросоченко / Вестник СевКавГТУ, Серия: «Нефть и газ». № 1 (4). Ставрополь: СевКавГТУ. 2004. С. 40–48.
7. Пат. РФ №2.304.694. Разбуриваемый пакер. М кл. E21B33/12/ В.А. Машков, О.А. Пивень. № 2005126271/03. Заявл. 18.08.2005. Оpubл. 27.02.2007.
8. Пат. РФ № 2473781. Пакер технологический, Мкл. E21B33/12/ Бекетов С.Б., Акопов С.А., Машков В.А. Заявл. 12.10.2011, Оpubл. 27.01.2013.
9. А. с. СССР № 1832148, Разбуриваемый пакер, Мел E21B33/12/ А.А. Попов, А.А. Домальчук, В.Д. Флыс и др. 214785850/03 – Заявл. 23.01.90., Оpubл 07.08.93. Бюл. № 29.
10. Пат. РФ № 2173165, Уплотнительный элемент пакера / Н.М. Саркисов, С.В. Шишов / № 99124315/03, Заявл. 16.11.1999, Оpubл. 20.09.2001., Бюл. № 26.
11. Пат. РФ № 2105130, «Узел уплотнения скважинного устройства», Мкл. E21B33/12/ А.С. Зверев, В.В. Крупин / № 94028547/03. Заявл. 28.07.94 Оpubл. 20.02.98. Бюл. № 5.
12. Пат. РФ № 2.473780, Уплотнительный элемент пакера, КЛ. МКИ E21B 33/12. / Н.А. Шапкин, М.М. Нагуманов, И.В. Цыбеев и др. / Заявл. 07.10.2011, Оpubл. 27.01.2013).
13. А.с. СССР №1.701.891, Кл. E21B33/12 Пакер / А.А. Городнов / №4.610.104/03. Заявл. 06.12.88. Оpubл. 30.12.91. Бюл. № 48.
14. Восстановление добычных возможностей горизонтальных участков скважины путем удаления пропантовых пробок / А.Е. Верисокин, В.А. Машков, Л.М. Зиновьева // Наука. Инновации. Технологии, Вып. № 4. 2015, Ставрополь С. 81–90.

References

1. Spravochnoe posobie po gazliftnomu sposobu jekspluatacii skvazhin (The handbook on a gas-lift way of operation of wells) / Ju.V. Zajcev, R.A. Maksutov, O.V. Churbanov i dr. M.: Nedra, 1984. S. 76–85.
2. Gvozdev B.P. Jekspluatacija gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: Spravochnoe posobie (Operation of gas and gas-condensate fields: The handbook) / B.P. Gvozdev, A.I. Gricenko, A.E. Kornilov. M.: Nedra, 1988. S. 315–324.
3. Basarygin Ju.M. Remont gazovyh skvazhin (Repair of gas wells) / Ju.M. Basarygin, P.P. Makarenko, V.D. Mavromati / Izdatel'stvo «Nedra», 1998. S. 143–51.
4. Abubakirov V.F. Burovoe oborudovanie: Spravochnik v 2-h tomah – Burovoj instrument (Drilling equipment: The reference book in 2 volumes – the Boring tool) / V.F. Abubakirov, Ju.G. Burimov, A.N. Gnoevyh i dr. M: OAO Izdatel'stvo «Nedra». 2003. S. 434–475.
5. Shljahovoj S.D. Analiticheskie i jeksperimental'nye issledovanija nesushhej sposobnosti iznoshennyh obsadnyh trub (Analytical and

- pilot studies of the bearing ability of worn-out casing pipes) / S.D. Shljahovoj, S.B. Beketov / Sbornik nauchnyh trudov. Stroitel'stvo gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin» / PAO «Gazprom». Moskva, 1997. S. 15–86.
6. Mashkov V.A. Povyszenie nadezhnosti raboty pakerov za schet izmenenija konstrukcii uplotnitel'nogo jelementa (Increase in reliability of work of packers due to change of a design of a sealing element) / V.A. Mashkov, Ju.A. Pulja, S.A. Litvinov, S.A. Parosochenko // Vestnik SevKavGTU, Serija: «Neft' i gaz». № 1 (4). Stavropol': SevKavGTU. 2004. S. 40–48.
 7. Pat. RF №2.304.694. Razburivaemyj paker (The package is parsed). M kl. E21V33/12/ Mashkov V.A., Piven' O.A. № 2005126271/03. Zajavl. 18.08.2005. Opubl. 27.02.2007.
 8. Pat. RF № 2473781. Paker tehnologicheskij (The packer is technological), Mkl. E21V33/12/ Beketov S.B., Akopov S.A., Mashkov V.A. Zajavl. 12.10.2011, Opubl. 27.01.2013.
 9. Mashkov V.A. Povyszenie nadezhnosti raboty pakerov za schet izmenenija konstrukcii uplotnitel'nogo jelementa (Increase in reliability of work of packers due to change of a design of a sealing element) / V.A. Mashkov, Ju.A. Pulja, S.A. Litvinov, S.A. Parosochenko / Vestnik SevKavGTU, Serija: «Neft' i gaz». № 1(4). Stavropol': SevKavGTU. 2004. S. 40–48.
 10. A. s. SSSR № 1832148, Razburivaemyj paker (The package is parsed), Mel E21V33/12 A.A. Popov, A.A. Domal'chuk, V.D. Flys i dr. 214785850/03 – Zajavl. 23.01.90., Opubl 07.08.93. Bjul. № 29.
 11. Pat. RF № 2173165, Uplotnitel'nyj jelement pakera (Sealing element of a packer) / N.M. Sarkisov, S.V. Shishov / № 99124315/03, Zajavl. 16.11.1999, Opubl. 20.09.2001., Bjul. № 26.
 12. Pat. RF № 2105130, «Uzel uplotnenija skvazhinnogo ustrojstva» («Knot of consolidation of the borehole device»). Mkl. E21V33/12/ A.S. Zverev, V.V. Krupin / № 94028547/03. Zajavl. 28.07.94 Opubl. 20.02.98. Bjul. № 5.
 13. Pat. RF № 2.473780, Uplotnitel'nyj jelement pakera (Sealing element of a packer), KL. MKI E21V 33/12 / N.A. Shapkin, M.M. Nagumanov, I.V. Cybeev i dr. / Zajavl. 07.10.2011, Opubl. 27.01.2013)
 14. A.s. SSSR №1.701.891, Kl. E21V33/12 Paker (Packer) /A.A. Gorodnov/№4.610.104/03. Zajavl. 06.12.88. Opubl. 30.12.91. Bjul. №48.
 15. Vosstanovlenie dobyvnyh vozmozhnostej gorizontalnyh uchastkov skvazhiny putem udalenija proppantovyh probok (Restoration the dobyvnykh of opportunities of horizontal sites of the well by removal the proppantovykh of traffic jams). Verisokin A.E., Mashkov V. A., Zinov'eva L. M./Nauka. Innovacii. Tehnologii, Vypusk № 4, 2015 g., Stavropol' Str. 81–90.