

УДК 622.24.051.5

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ БАЗОВЫХ УЗЛОВ ПАКЕРА
ДЛЯ НЕОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЫ**

**STUDY OF STRESS - STRAIN STATE OF THE BASE UNITS
OF THE PACKER FOR OPEN HOLE**

Копейкин И.С., Миргородский Р.С., Лягов А.В.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

I.S. Kopeikin , R.S. Mirgorodskiy, A.V. Lyagov

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: lya.kopeikyn@gmail.com

Аннотация. В настоящее время существует довольно большое количество типов пакеров, предназначенных для проведения геолого-технических мероприятий в необсаженной скважине. Но, несмотря на такое разнообразие типов пакеров, всех их объединяет наличие общих недостатков, а именно:

- не надежная герметичность пакеровки;
- разрушение уплотнительного резинового элемента при перепосадке пакера в скважине;
- самопроизвольное срабатывание пакера при спускоподъемных операциях (СПО)
- вероятность прихвата пакера в скважине.

Выше приведенные недостатки пакеров могут стать причиной возникновения осложнений в работе скважин, что ведет к увеличению

непроизводительного времени или даже к потери скважины и как следствие приводит к большим затратам нефтегазодобывающих предприятий.

Для устранения выявленных недостатков, совместно с ООО «Пакер» была разработана принципиально новая конструкция пакера для необсаженной скважины. Особое внимание было отведено конструкции раздвижных опорных элементов, центрирующих конструкцию в открытом стволе, предотвращая затекание уплотнительного резинового элемента вследствие возникновения перепада давлений, и обеспечивая в дальнейшем надежный срыв пакера. Увеличение количества «разпакеровочных» циклов резинового уплотнительного элемента достигалось добавлением в состав резины бельтингового корда, что привело к увеличению его жесткости, при этом эластичность резины снизилась незначительно. Специально разработанный посадочный узел позволил исключить самопроизвольную посадку пакера при спуска-подъемных операциях (СПО), тем самым исключив возможность осложнений при СПО. Вследствие проведенных конструктивных модернизаций пакера для необсаженной скважины значительно сократился процент не герметичности пакеровки, так как был модернизирован уплотнительный резиновый элемент и добавлен узел, отвечающий за сохранность этих элементов.

Таким образом, к плюсами разработанной конструкции пакера можно отнести сохранение рабочих характеристик уплотнительного резинового элемента за счет применения бельтингового корда в составе резины и механизма раздвижных опор, что позволяет проводить многократные перепосадки пакера в открытом стволе скважины. Так же конструкция пакера обеспечивает исключение не санкционированного срабатывания при СПО. Еще одним достоинством модернизированной конструкции является улучшение герметичности пакеровки при работе в наклонно направленных скважинах с большим перепадом давлений.

Abstract. Currently, there are a huge number of packers type of tool for conducting geological and technical measures in open hole. But despite the great diversity of types of packers, all united by the presence of common deficiencies, namely:

- not reliable sealing packer;
- the destruction of the sealing element in rubber re-planting packer in the wellbore;
- inadvertent operation of the packer during tripping operations (SPO)
- the probability of sticking packer in the wellbore.

The above disadvantages packers may cause complications in the wells that increases the downtime or loss of the well and consequently leads to high cost oil and gas companies.

To address the identified shortcomings in the packer, packer radically new design for the open hole was developed. Special attention was given to the design of sliding bearings to prevent leaking of the sealing rubber member due to occurrence of the pressure difference, and provide further breakdown reliable packer. Increasing the number of cycles stall rubber sealing element is achieved by adding a rubber composition belting cord, leading to increasing its stiffness, with slightly decreased rubber elasticity. Specially designed landing node allowed to exclude spontaneous land packer during tripping, thereby eliminating the possibility of complications during tripping. As a result of constructive upgrades for openhole packer column significantly decreased the percentage of no packer leakage, as was improved sealing rubber elements and node responsible for the safety of these elements.

Thus, to the ins developed packer designs include the preservation of the performance of the sealing rubber member by applying belting cord in the rubber and the mechanism of sliding bearings, which allows multiple re-planting packer in open hole. Just packer design allows exclusion of unauthorized operation during tripping. Another advantage of the upgraded design is to improve the packer tightness when working in wells with a large pressure drop.

Ключевые слова: пакер, необсаженный (открытый) ствол, уплотнительный элемент, скважинное оборудование, устройство пакера, напряженно-деформированное состояние.

Key words: packer, open hole, sealing element, down hole equipment, an open wellbore, the packer unit, stress-strained state.

В настоящее время для необсаженных участков скважин имеется множество пакеров, но наибольшую распространенность среди нефтегазовых компаний получили пакера типа ПЦРО2 и ПЦРО3 производства ООО НПФ «Пакер».

Пакер ПЦРО2 с упором на забой для необсаженной скважины предназначен для герметичного перекрытия интервала испытаний от остальной части ствола скважины и является более ранней версией пакера для открытого ствола скважины серии ПЦРО.

К недостаткам конструкции пакера ПЦРО2 относятся [1]:

- затекания резинового уплотнительного элемента в связи, с чем происходят прихваты пакера;
- пакер работает при небольшом перепаде давлений до 25 МПа;
- небольшой проходной канал;
- отсутствие возможности отцентрировать пакер относительно скважины перед посадкой.

Пакер ПЦРО3, пакер третьего поколения для открытого ствола скважины, применяется для герметичного разобщения интервалов открытого ствола скважины и защиты его от динамического воздействия рабочей среды в процессе проведения различных геолого-технических мероприятий (рисунок 1).



Рисунок 1. Пакер ПЦРОЗ

К преимуществам данного типа пакера над его предшественниками следующие [2]:

- противоположность за счет обтекаемой формы опор;
- большой проходной канал;
- предотвращение несанкционированного сжатия пакера во время спуска;
- большой перепад давления до 50 МПа;
- пакер двустороннего действия (перепад давлений может быть сверху или снизу);
- возможность перепосадки пакера.

Пакер применяется совместно с другим оборудованием в различных компоновках в зависимости от технологической задачи и устанавливается в скважине путем создания осевой сжимающей нагрузки с упором на забой или на якорь (например, якорь для открытого ствола).

Пакер ПЦРОЗ применяется в скважинах с максимальной температурой рабочей среды до 100 °С и выдерживает перепад давления до 50 МПа. В зависимости от исполнения резиновой смеси для уплотнительных элементов, пакер может быть выполнен в температурном исполнении до 150°С.

Основные технические характеристики пакера ПЦРОЗ для скважины пробуренной долотом 220,7 мм, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики

Наименование показателя	Значение
Диаметр исследуемых скважин, мм	220,7
Максимальная температура, °С	100 (150*)
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	50
Габаритные размеры, мм: - максимальный диаметр в транспортном состоянии; - максимальный диаметр расширяющийся опоры в раскрытом состоянии; - диаметр проходного канала, не менее - длина, не более	205 220,7-230 70 2100
Нагрузка при пакеровке, кН	130-150
Максимальный крутящий момент, передаваемый через пакер, Н·м	980-1570
Масса, кг, не более	90

Так как пакер является ответственным узлом во время проведения геолого-технических мероприятий и от его работоспособности зависит не только отсутствие осложнений и аварийных ситуаций в скважине, но и успех проведения технологических операций, таких как селективное испытание пластов или борьба с поглощением бурового раствора, то возникает необходимость проведения специальных расчетов базовых элементов пакера ответственных за его функциональность и надежность.

Для определения работоспособности пакера проводят расчеты, определяющие [3]:

- необходимое для герметизации контактное давление между резиновым уплотнительным элементом и стенкой скважины;
- осевую силу, обеспечивающую необходимое контактное давление;
- оптимальную высоту уплотняющего элемента;
- длину хода штока пакера;
- параметры корда уплотняющего элемента.

К главным параметрам пакера относят [4]:

- диапазон внутренних диаметров скважины или диаметр долота, которым скважина была пробурена в предполагаемом интервале установки пакера;

- перепад давления, воспринимаемый пакером;
- особенности технологического процесса.

Для наглядности решаемой задачи в данной статье примем что пакер работает в следующих условий: максимальный перепад давления $\Delta P = 50$ МПа; диаметр уплотняющего элемента до сжатия $d = 205$ мм; наружный диаметр обсадной колонны $d_{ок} = 220,7$ мм; $\rho_{ст} = 7850$ кг/м³; $E_{ст} = 2 \cdot 10^{11}$ Па; коэффициент Пуассона резиновой манжеты $\mu = 0,475$; модуль упругости резины $E_y = 188 \cdot 10^5$ Па; коэффициент устойчивости пакеровки $k = 1,25$.

Первоначально проведем расчет площади кольцевого сечения уплотнительного элемента (рисунок 2):

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

где R – наружный радиус уплотнительного элемента пакера,

r – внутренний радиус;

$$F = \pi R^2 - \pi r^2 = 3,14 \cdot 0,1025^2 - 3,14 \cdot 0,045^2 = 26,6 \text{ мм}^2.$$

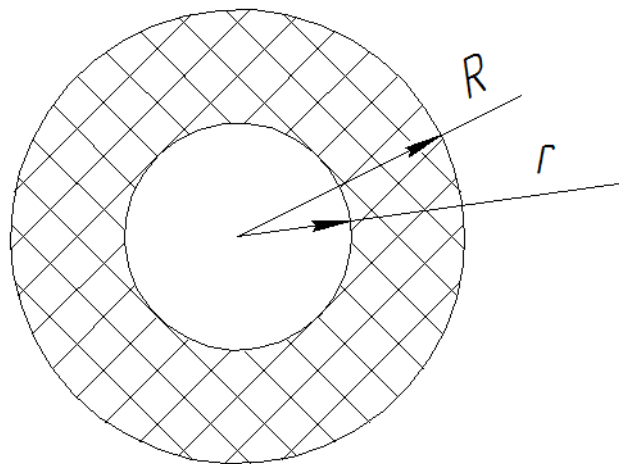


Рисунок 2. Кольцевое сечение уплотнительного элемента пакера

Для того что бы определить будет ли герметичен пакер в скважине вычисляется контактное давление между обсадной колонной и уплотняющими элементами (рисунок 3):

$$P_k = P_{кс} + P_{кп}, \quad (2)$$

где $P_{кс}$, $P_{кп}$ - контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно [5].

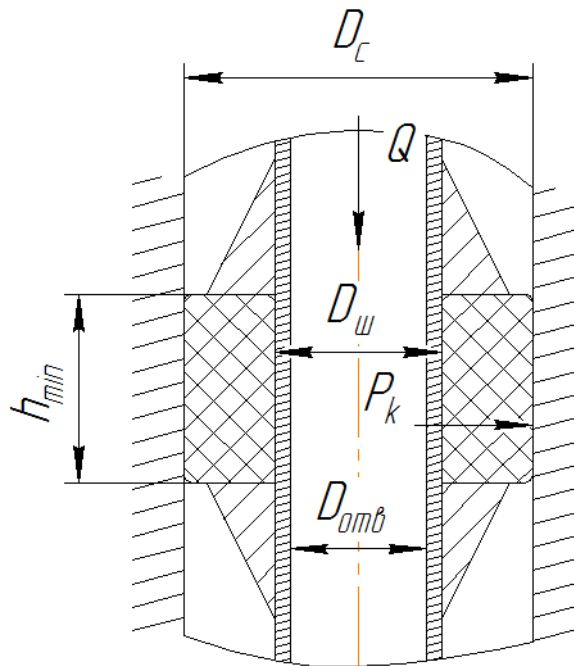


Рисунок 3. Схема определения контактного давления

Для определения контактного давления P_k и наименьшей величины осевой силы Q , обеспечивающей герметичное разобцение ствола скважины, используется следующая зависимость:

$$P_K = \frac{\mu_p}{1-\mu_p} \cdot 2Z \left[\frac{Q}{F} - G \cdot \frac{((R_c^2 - R_{ш}^2)^3 - (R_{п}^2 - r_{ш}^2)^3)}{((R_c^2 - R_{ш}^2)^2 \cdot (R_{п}^2 - r_{ш}^2))} + \Delta P \right], \quad (3)$$

$$P_K = \frac{\mu_p}{1-\mu_p} \cdot 2Z \left[\frac{Q}{F} - G \cdot \frac{((R_c^2 - R_{ш}^2)^3 - (R_{п}^2 - r_{ш}^2)^3)}{((R_c^2 - R_{ш}^2)^2 \cdot (R_{п}^2 - r_{ш}^2))} + \Delta P \right], \text{ при } P_k = \Delta P \quad (4)$$

где F - площадь кольцевого сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии;

$R_{п}$, R_c – наружный радиус резины (эластомера) до нормальном (транспортном) состоянии и деформированном состоянии, т.е. рабочем (последний равен внутреннему диаметру обсадной колонны);

$r_{ш}$ – внутренний радиус резинового уплотнительного элемента;

ΔP - перепад давления у пакера;

G – модуль сдвига резины:

$$G = \frac{E}{2(1+\mu)} = \frac{2 \cdot 10^6}{2(1+0,475)} = 677966,1 \text{ Па} \quad (5)$$

Вычисляем наименьшую осевую силу необходимую для герметичной установки пакера в скважине:

$$\begin{aligned} Q &\geq (0,111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F) \cdot \frac{((R_c^2 - R_{ш}^2)^3 - (R_{п}^2 - r_{ш}^2)^3)}{((R_c^2 - R_{ш}^2)^2 \cdot (R_{п}^2 - r_{ш}^2))} \\ &= (0,111 \cdot 50 \cdot 10^6 \cdot 0,0108 + 6,7 \cdot 10^5 \cdot 0,0108) \cdot \\ &\cdot \frac{((0,084^2 - 0,362^2)^3 - (0,069^2 - 0,362^2)^3)}{((0,084^2 - 0,0362^2)^2 \cdot (0,069^2 - 0,362^2))} = \\ &= 59996,6 \text{ Н} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_K &= \frac{\mu_p}{1 - \mu_p} \left[\frac{Q}{F} - G \cdot \frac{((R_c^2 - R_{ш}^2)^3 - (R_{п}^2 - r_{ш}^2)^3)}{((R_c^2 - R_{ш}^2)^2 \cdot (R_{п}^2 - r_{ш}^2))} + \Delta P \right] = \\ &= \frac{0,475}{1 - 0,475} \left[\frac{59996,6}{0,0266} - 6,7 \cdot 10^5 \cdot \right. \\ &\cdot \frac{((0,084^2 - 0,362^2)^3 - (0,069^2 - 0,362^2)^3)}{((0,084^2 - 0,0362^2)^2 \cdot (0,069^2 - 0,362^2))} + 50 \cdot 10^6 \left. \right] = \\ &= 47,7 \text{ МПа} \end{aligned}$$

При выполнении условий что осевое усилие $Q \geq 5999,6 \text{ Н}$ и перепад давлений $P_K \leq 47,7 \text{ МПа}$, то будет осуществляться герметичное разобщение ствола скважины уплотнительными элементами пакера.

Высота резинового уплотнительного элемента пакера в свободном состоянии (рисунок 2) может быть определена из условия равенства площади его поверхности до и после деформирования. Это условие позволяет сократить вероятность затекания резины уплотнительного элемента в зазор между пакером и обсадной колонной [6].

Расчеты высоты резинового уплотнительного элемента при учете этого положения дают наименьшую высоту:

$$h_{min} = \frac{2h_c(R_c + r_c) + R_c^2 + R_{п}^2}{2(R_{п} + R_{ш})}, \quad (6)$$

где h_c – высота резинового уплотнительного элемента в сжатом состоянии.

h_c найдем из объёма одного резинового уплотнительного элемента пакера до и после распаковки:

$$V + h \cdot \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = 0,2 \cdot \frac{\pi}{4} (0,205^2 - 0,09^2) = 0,005328 \text{ м}^3 \quad (7)$$

Зная диаметр распакованного пакера, можем найти h_c :

$$h_c = \frac{V \cdot 4}{\pi \cdot (D^2 - d^2)} = \frac{0,005328 \cdot 4}{\pi \cdot (0,2207^2 - 0,09^2)} = 0,167 \text{ м};$$

Наибольшая высота резинового уплотнительного элемента может быть найдена по условию самозакрепления пакера при действии осевого усилия:

$$h_{max} = \frac{R_c^3 (R_c^2 - r_{ш}^2)}{0,45 \cdot f (R_{п}^2 - r_{ш}^2) (3R_c + 2R_c^2 \cdot r_{ш} - r_{ш}^2)} = \frac{0,11035^3 (0,11035^2 - 0,045^2)}{0,45 \cdot 0,8 (0,1025^2 - 0,045^2) \cdot (3 \cdot 0,11035 + 2 \cdot 0,11035^2 \cdot 0,045 - 0,045^2)} = 0,456 \text{ м}; \quad (8)$$

где f – коэффициент трения.

$$h_{min} = \frac{2h_c (R_c + r_c) + R_c^2 + R_{п}^2}{2(R_{п} + R_{ш})} = \frac{2 \cdot 0,167 \cdot (0,11035 + 0,045) + 0,11035^2}{2(0,1025 + 0,045)} = 0,253 \text{ м}; \quad (9)$$

Исходя из полученных данных о высотах резиновых уплотнительных элементов, примем высоту одного элемента равной 0,25м, для уменьшения габаритных размеров, и сокращения вероятности прихвата пакера на искривлённых участках скважины.

При расширении цилиндра (рисунок 4) в резине возникают большие осевые напряжения. Основную нагрузку несут нити корда, имеющие большую жесткость, чем резина. Корд - жёсткие и прочные тканевые, металлические или композитные волокна; обод, применяемый для армирования (придания жёсткости) конструкции [7]. Наиболее распространенная ткань кордов – бельтинг (хлопковая ткань).



Рисунок 4. Резина пакера в сжатом состоянии

Толщина кордной оболочки (рисунок 5), характеризующая прочность резинового уплотнительного элемента в целом и соответственно возможность многократной перепосадки пакера, определяется числом слоев материала корда:

$$m = \frac{\Delta P R_k t}{[N] \cos \beta'} \quad (10)$$

где ΔP - перепад давления у пакера;

R_k - средний радиус корда в момент прижатия пакера к стенкам скважины;

$[N]$ – допустимое усилие нити на разрыв ($[N] = 0,3-0,6$ кН);

t – шаг нитей (по перпендикуляру к нити) кордной ткани ($t=1,2$ мм);

β - угол подъема нитей корда с окружным направлением в момент прижатия пакера к обсадной колонне.

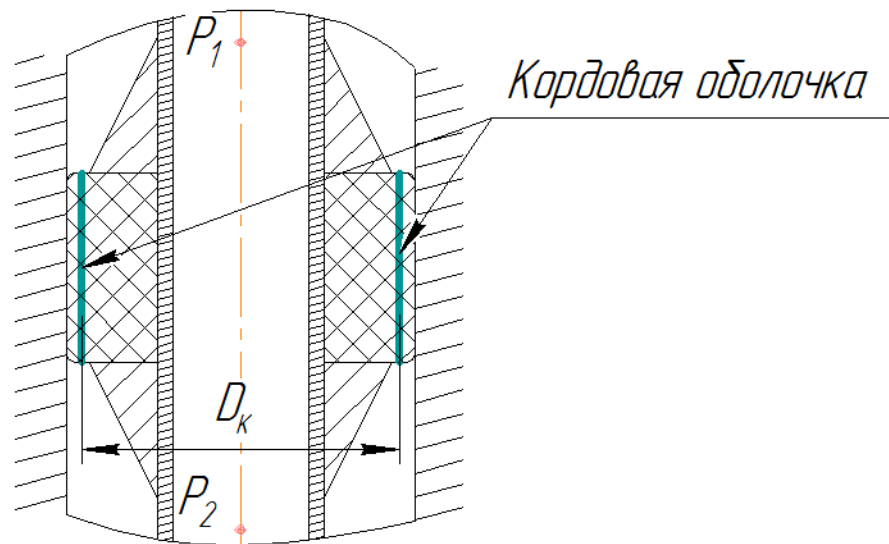


Рисунок 5. Резиновый уплотнительный элемент с кордовой оболочки в распакерованном положении

Угол подъема нитей корда определяют следующим образом: при сжатии уплотнительного элемента, давление сжатия будет восприниматься нитями корда, без изменения размеров, в том случае, если угол подъема нитей без их продольной деформации будет меньше 35° , при большем угле оболочка увеличивается по диаметру, и укорачивается за счет изменения угла подъема нитей без их продольной деформации [8]. Начальный угол определяют из равенства длины нитей в пределах одного шага намотки до начала деформации и в момент прижатия к стенкам скважины:

$$\frac{-2\pi R_{кк}}{\cos \beta_H} = \frac{2\pi R_c}{\cos 30^\circ}, \quad (11)$$

где $R_{кк}$ – средний радиус корда пакера в свободном состоянии;

β_H - начальный угол подъема нитей корда.

Из последнего выражения находим:

$$\cos \beta \leq \frac{R_{кк}}{R_c} \cos 35^\circ = \frac{97,5}{110,35} \cos 35^\circ = 0,723.$$

Далее определяем толщину кордной оболочки:

$$m = \frac{\Delta P R_k t}{[N] \cos \beta} = \frac{50 \cdot 10^5 \cdot 107 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{300 \cdot 0,723} = 2,22 \text{ мм.}$$

Таким образом, принимаем толщину кордной оболочки не менее 2,22 мм, чтобы сохранить прочностные характеристики уплотнительного элемента, не ухудшая его основных функций.

Осевое перемещение свободного конца уплотняющего элемента можно вычисляется для получения данных, при каких минимальных перемещениях рабочих элементов пакера будет достигаться герметичное разобщение испытуемого интервала. Вычислить осевое перемещение свободного конца уплотнительного элемента можно по формуле [3]:

$$S = \left(\frac{l}{l_0}\right) \cdot L; \quad (12)$$

где L - рабочая высота намотки корда в свободном состоянии,

l , l_0 - шаг намотки нитей корда после прижатия оболочки к обсадной колонне и в свободном состоянии;

Шаг намотки нитей корда после прижатия к обсадной колонне вычисляется по формуле:

$$l = 2\pi R_c t g\beta = 0,622 \text{ м}, \quad (13)$$

Шаг намотки нитей корда в свободном состоянии вычисляется по формуле:

$$l_0 = 2\pi R_{kc} t g\beta = 0,585 \text{ м}, \quad (14)$$

Далее находим осевое перемещение свободного конца уплотняющего элемента:

$$s = \left(\frac{l}{l_0}\right) \cdot L = \left(\frac{0,622}{0,585}\right) \cdot 0,2 = 0,212 \text{ м}. \quad (15)$$

Зная осевое перемещение свободного конца уплотняющего элемента, можно задать точное значение необходимого осевого перемещения механизма пакера. При расчете пакера необходимо проверять влияние раздвижных опор на прочность обсадной колонны.

При проектировании пакера необходимо учитывать возможность его работы в наклонно направленных скважинах и принимать во внимание

способность деформации пакера при прохождении изогнутых частей ствола [13]. Длина пакера, при которой он будет касаться обсадной колонны в трех точках (по концам и посередине) при прохождении им изогнутой части скважины (рисунок 4), определяется из выражения [3]:

$$l_{\text{пак}} = 2 \cdot \sqrt{2R\Delta s} \quad (16)$$

где R – радиус изгиба ствола скважины;

Δs - зазор между пакером и обсадной колонной;

$$l_{\text{пак}} = 2 \cdot \sqrt{2R\Delta s} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 50 \cdot 0,016} = 2,5 \text{ м.}$$

При большей длине пакер, проходя изгиб, или застрянет, или изогнется сам. Последнее может привести к его повреждению.

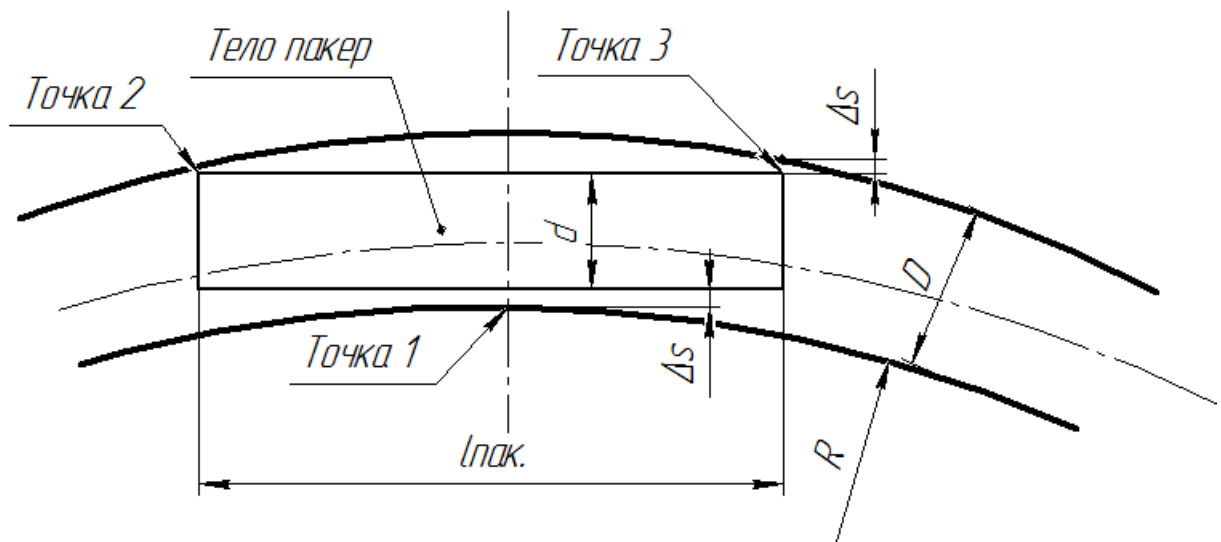


Рисунок 4. Схема предельного свободного вписывания пакера

Силу трения уплотнительного элемента пакера о стенку обсадной колонны $F_{\text{тр}}$ определяют для получения условия герметичности пакера, а также получение данных по компенсации выталкивающей силы от перепада давлений за счет сил трений:

$$F_{\text{тр}} = \mu_{\text{т}} \cdot f_0 (S_1 + S_2) \quad (17)$$

где $\mu_{\text{т}}$ - коэффициент трения скольжения резины по стали, $\mu_{\text{т}}=0,6$;

f_0 - начальное давление уплотнения, $f_0 = 101$ МПа;

S_1 - площадь внутренней боковой поверхности уплотнительного элемента,

$$S_1 = 2\pi rh = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,045 \cdot 0,25 = 0,071 \text{ м}^2. \quad (18)$$

S_2 - площадь наружной боковой поверхности уплотнительного элемента,

$$S_2 = 2\pi Rh = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,1025 \cdot 0,25 = 0,161 \text{ м}^2 \quad (19)$$

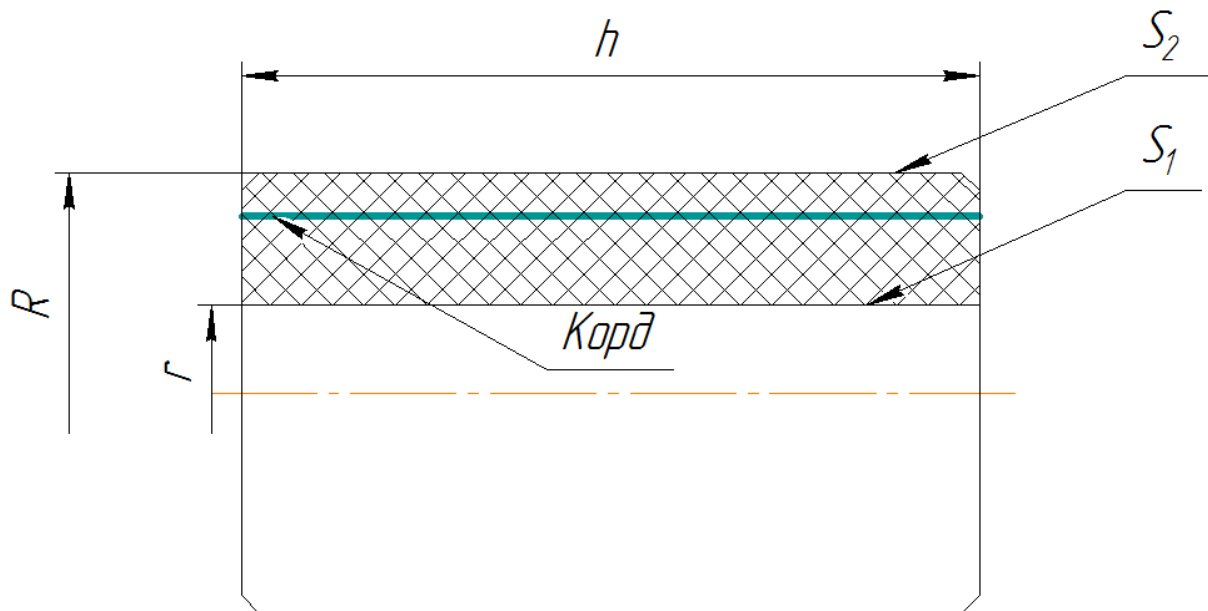


Рисунок 5. Схема уплотнительного элемента

Сила трения уплотнительного элемента о стенку обсадной колонны:

$$F_{\text{тр}} = \mu_{\text{т}} \cdot f_0 (S_1 + S_2) = 0,6 \cdot 101 \cdot 10^6 \cdot (0,071 + 0,161) = 14 \text{ МН.}$$

При $[F_{\text{тр}}] = 320 \text{ кН}$ условие действие силы на стенку скважины выполняется. Так как $F_{\text{тр}} \geq [F_{\text{тр}}]$, то герметичность пакеровки будет осуществляться.

Выводы

1. В ходе анализа существующих конструкций пакеров для открытого ствола скважины были выявлены основные причины отказов пакерных систем в необсаженном стволе скважины:

- затекания резинового уплотнительного элемента, что увеличивает вероятность прихвата пакера;
- резиновый элемент быстро теряет упруго-пластичные свойства;
- плохая центровка пакера относительно оси наклонно направленной скважины;
- несанкционированное срабатывание пакера при СПО;

2. Выше перечисленные недостатки возможно и необходимо устранять в процессе проектирования конструкции пакера с помощью проведения специальных аналитических расчетов базовых узлов оборудования и последующего стендового тестирования [3].

3. Благодаря выполнению подобных расчетов и исследований в пакере третьего поколения для открытого ствола скважины ПЦРО часто встречаемые недостатки были устранены, за счет внедрения в конструкцию раздвижных опор и заново разработанного узла активации пакера. Кроме этого, в пакере было определено необходимое для герметизации контактное давление между стенкой скважины и уплотнительными резиновыми элементами, вычислена осевая сила необходимая для надежной посадки пакера в скважине, рассчитаны габариты кордной оболочки уплотнительного элемента. Данные расчеты в последствие стали основной причиной внесения изменений в конструкцию изделия выполненных на уровне изобретения, что обеспечит надежную и безотказную работу пакера в открытом стволе скважины.

Список используемых источников

- 1 Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Москва: Изд-во «Недра», 1984. 464 с.
- 2 Напряженно деформированное состояние базовых узлов пакерно-якорного комплекса для селективного испытания пластов в открытых стволах скважины / Копейкин И. С., Лягов И. А., Перескоков К. А., Маликов Е. А // Сб. тезисов докл. науч.-техн.конф. молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2015. 152 с.
- 3 Копейкин И.С., Лягов А.В., Замараев А.Н. Пакер третьего поколения, применяемый в открытом стволе нефтегазовых скважин для проведения различных технологических операций //Экспозиция НефтьГаз: науч. журн. 2016. №5. С. 40-43.
- 4 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: Изд-во УГНТУ. 2015. С 4-6.
- 5 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 Всерос. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. С. 80-81.
- 6 Чичеров Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования. М.: Изд-во Недрa, 1987. 45 с.
- 7 Ильский А.Л. Расчет и конструирование бурового оборудования: учебное пособие для вузов. М.: Изд-во Недрa, 1985. 420с.
- 8 Биргер И.А. Расчет на прочность деталей машин: справочник. М.: Изд-во «Машиностроение», 1993. 640 с.

9 Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: дис. ... канд. техн. наук. СПб.: Изд-во СБГУ, 2014. 211с.

10 Современные технологии вторичного вскрытия ПЗП сверхдлинными разветвленными каналами с прогнозируемыми траекториями при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте скважин. Обзор, функциональный анализ и рекомендации / Лягов А.В., Лягов И.А., Качемаева М.А., Макаревич Е.В. // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы II науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. С.113-118.

References

1 Molchanov G.V. Mashiny i oborudovanie dlja dobychi nefiti i gaza. Moskva: Izd-vo «Nedra», 1984. 464 s. [in Russian].

2 Naprjazhenno deformirovannoe sostojanie bazovyh uzlov pakerno-jakornogo kompleksa dlja selektivnogo ispytaniya plastov v otkrytyh stvolah skvazhiny / Kopejkin I. S., Ljagov I. A., Pereskokov K. A., Malikov E. A // Sb. tezisov dokl. nauch.-tehn.konf. molodyh uchenyh-specialistov OOO «BashNIPIneft'». Ufa: Izd-vo BashNIPIneft', 2015. 152 s. [in Russian].

3 Kopejkin I.S., Ljagov A.V., Zamaraev A.N. Paker tret'ego pokolenija, primenjaemyj v otkrytom stvole neftegazovyh skvazhin dlja provedeniya razlichnyh tehnologicheskikh operacij //Jekspozicija Neft'Gaz : nauch. zhurn. 2016. №5. S. 40-43. [in Russian].

4 Kopejkin I.S., Ljagov A.V. Ispol'zovanie matematicheskikh metodov dlja raschetov naprjazhenno deformirovannogo sostojaniya bazovyh uzlov pakerno-jakornogo kompleksa, rabotajushhego v otkrytyh stvolah skvazhiny / Rol' matematiki v stanovlenii specialista: materialy Vserossijskoj nauchno-metodicheskoi konferencii. Ufa: Izd-vo UGNTU. 2015. S. 4-6. [in Russian].

5 Kopejkin I.S., Ljagov A.V., Tihonov A.E. Ispol'zovanie pakera i jakorja tret'ego pokolenija v dvuhpakernoj komponovke pri bor'be s pogloshhenijami v otkrytom stvole skvazhiny //Innovacionnoe neftegazovoe oborudovanie: problemy i reshenija: materialy III Vseros. nauch.-tehn. konf. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2014. S. 80-81. [in Russian].

6 Chicherov L.G. Raschet i konstruirovanie neftepromyslovogo oborudovanija. M.: Izd-vo Nedra, 1987. 45 s. [in Russian].

7 Il'skij A.L. Raschet i konstruirovanie burovogo oborudovanija: uchebnoe posobie dlja vuzov. M.: Izd-vo Nedra, 1985. 420s. [in Russian].

8 Birger I.A. Raschet na prochnost' detalej mashin: spravocnik. M.: Izd-vo «Mashinostroenie», 1993. 640 s. [in Russian].

9 Ljagov I.A. Obosnovanie i razrabotka tehnologii vtorichnogo vskrytija produktivnyh plastov razvetvlennymi skvazhinami sverhmalogo diametra: dis. ... kand. tehn. nauk. SPb.: Izd-vo SBGU, 2014. 211s. [in Russian].

10 Sovremennye tehnologii vtorichnogo vskrytija PZP sverhdlinnymi razvetvlennymi kanalami s prognoziruemyimi traektorijami pri stroitel'stve, rekonstrukcii i kapital'nom remonte skvazhin. Obzor, funkcional'nyj analiz i rekomendacii / Ljagov A.V., Ljagov I.A., Kachemaeva M.A., Makarevich E.V. // Servisnye uslugi v dobyche nefti: materialy II nauch.-tehn. konf. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2015. S.113-118. [in Russian].

Сведения об авторах

About the author

Копейкин И.С., аспирант кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, Российская Федерация.

I.S. Kopeikin, Post-Graduate Student of Chair «Technological machinery and equipment» FSBEI HE USPTU Ufa, the Russian Federation

e-mail: Ilya.kopeikyn@gmail.com

Миргородский Р.С., магистр гр. ММП-21-16 - 01, ФГБОУ ВО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация.

R. S. Mirgorodskiy, Master of ММП-21-16 - 01 Group, FSBEI HE USPTU,
Ufa, the Russian Federation

Лягов А.В., д-р техн. наук, профессор кафедры «Технологические
машины и оборудование» ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа, Российская
Федерация.

A.V. Lyagov, Doctor of Engineering of Sciences, Professor of Chair
«Technological machinery and equipment» FSBEI HE USPTU, Ufa,
the Russian Federation.