

1.7 Описание предлагаемой конструкции

1.7.1 Назначение пакера ГРП

Настоящий пакер предназначен для гидроразрывов пластов при капитальном ремонте и восстановлении нефтяных скважин диаметром эксплуатационной колонны 146 мм.

Он представляет собой извлекаемый подвесной пакер с гидромеханическим управлением.

Его можно использовать для цементирования скважин под давлением, кислотной обработки призабойной зоны, опрессовки обсадных труб и пробной эксплуатации.

1.7.2 Описание предлагаемой модернизации

Данная модернизация позволяет увеличить срок службы пакера, при температуре эксплуатации выше 200°C и перепаде давления 100МПа. Данный пакер содержит уплотнительный элемент, состоящий из набора упругих разрезных металлических пластин (1) и гибких прокладок (2), причём гибкие прокладки размещены между парами наборов металлических пластин, которые установлены так, чтобы разрезы их взаимно перекрывались. После установки пакера на него действует сжимающая нагрузка. При этом конусная втулка (3) перемещается вместе с массой труб вниз под плашки и расклинивает зубья плашек между стенками обсадной трубы и втулкой конусной, надёжно фиксируют пакер. Металлические пластины и гибкая прокладка распрямляются, и в обсадной трубе создаётся прессовая посадка. В случае недостаточной массы труб или повышенного давления под пакером следует поддерживать давление в кольцевом пространстве над пакером. Также за счёт этого давления можно уменьшить трения между трубами и обсадной колонной.

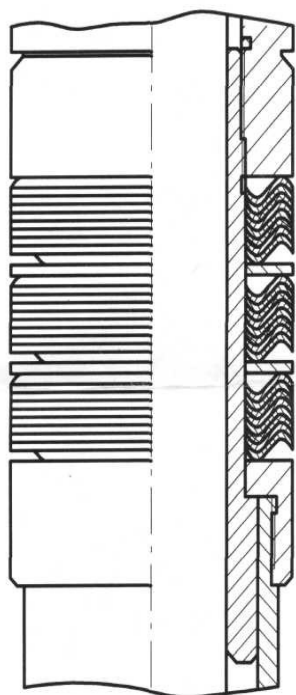


Рисунок 1.11 – Пакер ГРП, с модернизированным уплотнением

При подаче рабочего давления в подпакрную зону давление жидкости по каналам в пакере поступает под поршень и переводник уплотнительный своим пояском перекрывает выход жидкости. В результате этого шлипсы своими зубьями врезаются в стенки обсадной колонны – удерживая пакер от подъёма вверх. При подъёме рабочей колонны вверх происходит открытие разгрузителя – поясок переводника уплотнительного отстает от уплотнительного кольца – пакер освобождается, а затем металлические пластины в силу своих упругих свойств вместе с гибкими прокладками возвращаются в исходное положение. Приложение усилия и подъём осуществляется медленно. В случае затруднительного освобождения пакером рекомендуется создать давление над пакером – оно утопит врезавшиеся шлипсы в корпус.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

1.7.3 Технические характеристики пакера ГРП после модернизации

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, в которой устанавливается пакер, мм не более.....	132
Рабочее давление, МПа.....	100
Максимальная осевая нагрузка (сверху) на пакер, кН не более.....	120
Рабочая среда – нефть, газоконденсат, пластовая вода, специальные растворы.	
Температура рабочей среды, °С выше.....	+200
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +45
Наибольший наружный диаметр корпусных деталей пакера, мм.....	120
Длина пакера, мм не более.....	1649
Масса пакера, кг.....	71.

2. Расчетная часть

2.1 Расчёт на фиксацию пакера в скважине

Чтобы пакер не тронулся с места посадки должно соблюдаться следующее условие:

$$P_3 + N - G - P_k \leq T, \quad (2.1)$$

где P_3 - сила, действующая на пакер, которая возникает под действием забойного давления, кН;

N – сила трения при подъёме продукции скважины по колонне НКТ, кН;

G – вес колонны НКТ в продукции скважины, кН;

P_k - вес столба жидкости в затрубном пространстве, кН;

T – сила трения, возникающая между пакером и обсадной колонной при посадке пакера в скважине, кН.

$$P_3 = \frac{\pi \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot p_3}{4}, \quad (2.2)$$

где D – внутренний диаметр колонны;

d_1 - внутренний диаметр лифтовой колонны;

p_3 - давление в скважине на глубине установки пакера.

Подставляем значения параметров в формулу и получаем:

$$P_3 = \frac{3.14 \cdot (0.132^2 - 0.063^2) \cdot 75 \cdot 10^6}{4} = 792.6 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Силу трения при движении жидкости по трубам можно рассчитать по формуле:

$$N = \Delta H_{TP} \cdot F, \quad (2.3)$$

где ΔH_{TP} - гидравлические потери давления при движении продукции скважины по колонне НКТ;

F – площадь поперечного сечения подъёмных труб, m^2 можно определить по формуле:

$$F = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4}, \quad (2.4) \quad F = \frac{3.14 \cdot 0.063^2}{4} = 0.003117 m^2,$$

$$\Delta H_{TP} = \lambda \cdot \frac{H \cdot \rho \cdot v^2}{d_1 \cdot 2}, \quad (2.5)$$

где λ – коэффициент сопротивления движения жидкости в подъёмных трубах;

H – глубина установки пакера ($H=1500m$);

ρ – плотность продукции, $\frac{кг}{м^3}$;

v – скорость движения жидкости в подъёмных трубах, $м/с$.

Коэффициент сопротивления движения жидкости в подъёмных трубах находим через число Рейнольдса.

$$Re = \frac{v \cdot d_1}{\nu}, \quad (2.6)$$

где ν – кинематическая вязкость продукции, $\frac{м}{с^2}$;

$$Re = \frac{5 \cdot 0.063 \cdot 10^6}{130} = 2423,$$

$$Re > Re_{кр}, \quad (2.7)$$

$$2423 > 2320,$$

Отсюда, по формуле Блазиуса определяем коэффициент сопротивления движения жидкости в подъёмных трубах.

$$\lambda = \frac{0.3164}{\text{Re}^{0.25}}, \quad (2.8) \quad \lambda = \frac{0.3164}{2423^{0.25}} = 0.0451,$$

$$\Delta H_{TP} = 0.0451 \cdot \frac{1500 \cdot 850 \cdot 10^{-3} \cdot 5^2}{0.063 \cdot 2} = 11.41 \cdot 10^3,$$

$$N = 11.41 \cdot 10^3 \cdot 0.003117 = 35.56 \text{ кН}.$$

Вес столба жидкости в затрубном пространстве определяем по формуле:

$$P_K = \frac{\pi \cdot (D^2 - d_1^2)}{4} \cdot \rho \cdot g \cdot H, \quad (2.9)$$

где g – ускорение свободного падения ($g = 9.81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$);

Подставляя численные значения находим вес столба жидкости в затрубном пространстве:

$$P_K = \frac{3.14 \cdot (0.132^2 - 0.063^2)}{4} \cdot 850 \cdot 10^{-3} \cdot 9.81 \cdot 1500 = 132.176 \text{ кН};$$

Вес колонны подъёмных труб:

$$G = \rho_{TP} \cdot F_{TP} \cdot H, \quad (2.10)$$

где ρ_{TP} – плотность материала трубы (стали), $\frac{\text{кг}}{\text{мм}^3}$;

F – поперечное сечение стенки тела трубы, м^2 .

$$F = \frac{\pi \cdot (d_H^2 - d_B^2)}{4}, \quad (2.11) \quad F = \frac{3.14 \cdot (0.073^2 - 0.063^2)}{4} = 0.00107 \text{ м}^2$$

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

При определении веса колонны подъёмных труб, необходимо иметь ввиду, что из-за касания труб о стенки скважины, вес их на пакер полностью не передаётся. Только 30 – 70%. Для расчёта примем 50%.

$$G = 7800 \cdot 0.00107 \cdot 1500 \cdot 0.5 = 320.4 \text{ кН}$$

Определяем значение силы трения, возникающей между пакером и обсадной трубой.

$$T = Q \cdot f, \quad (2.12)$$

где Q – сила, прижимающий уплотнительный элемент и штипы к колонне обсадных труб, кН;

f – коэффициент трения ($f=0,95$).

Значение Q находим из формулы:

$$p_k = \frac{\mu_p}{1 - \mu_p} \cdot \left[\frac{Q}{F_M} - G \cdot (R_C^2 - R_{III}^2)^3 - \frac{(R_{II}^2 - R_{III}^2)}{(R_C^2 - R_{III}^2)^2 \cdot (R_{II}^2 - R_{III}^2)} + p_3 \right], \quad (2.13)$$

где p_k – контактное давление необходимое для посадки пакера, МПа;

μ_p – коэффициент Пуассона ($\mu_p=0,475$);

F_M – площадь поперечного сечения уплотнительного элемента, м²;

G – модуль сдвига материала уплотнения, МПа;

R_{II} – наружный радиус уплотнения до деформации, м;

R_C – наружный радиус уплотнения после деформации, м;

R_{III} – внутренний радиус уплотнения, м.

$$F_M = \frac{\pi \cdot (D_C^2 - D_{III}^2)}{4}, \quad (2.14)$$

где D_C – диаметр уплотнения после деформации, м;

D_{III} – внутренний диаметр, м.

$$F_M = \frac{3.14 \cdot (0.132^2 - 0.08^2)}{4} = 0.0086 \text{ м}^2$$

Т. к. уплотнение состоит из набора стальных и резиновых колец, модуль сдвига определим по формуле:

$$G = G_P + G_C, \quad (2.15)$$

где G_P – модуль сдвига резины;

G_C – модуль сдвига стали.

$$G = 5 \cdot 10^6 + 77 \cdot 10^6 = 82 \cdot 10^6 \text{ Па,}$$

Подставим значения параметров в формулу 3.11 и, проведя расчёт, определим значение Q.

$$Q = 409.705 \text{ кН.}$$

Отсюда:

$$T = 409.705 \cdot 0.95 = 389.22 \text{ кН,}$$

Определив значения всех сил, подставив их в формулу 3.1, получаем:

$$792.6 + 35.563 - 320.4 - 132.176 < 389.22,$$

$$375.59 < 389.22.$$

Из проведенных расчётов можно сделать вывод, что пакер надёжно фиксируется в скважине.

2.2 Прочностной расчёт

Прочностной расчёт заключается в проверке прочности пакера.

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{пак}} + P_{\text{газ}}, \quad (2.16)$$

где $P_{\text{пак}}$ – усилие со стороны пакера, кН;

$P_{\text{газ}}$ – вес, создаваемый добываемой продукцией, кН.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

$$P_{\text{пак}} = q \cdot L, \quad (2.17)$$

где q – вес 1-го погонного метра пакера, кг/м;

L – глубина установки пакера, м.

$$P_{\text{газ}} = \gamma \cdot F_{\text{вн}} \cdot L, \quad (2.18)$$

где γ – удельный вес продукции скважины;

$F_{\text{вн}}$ – площадь проходного отверстия, м^2 .

$$F_{\text{вн}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (2.19)$$

где d – диаметр проходного отверстия пакера, м.

Подставляя значения известных параметров, получаем:

$$F_{\text{вн}} = \frac{3.14 \cdot 0.0515^2}{4} = 0.0021 \text{ м}^2$$

$$P_{\text{пак}} = 1.36 \cdot 1500 = 2040 \text{ кН};$$

$$P_{\text{газ}} = 8330 \cdot 0.0021 \cdot 1500 = 26240 \text{ Н} = 26.24 \text{ кН};$$

$$P_{\text{расч}} = 2040 + 26.24 = 2066 \text{ кН}.$$

Определяем разрушающую нагрузку. Материал резьбой части примем сталь группы прочности Е.

$$P_{\text{раз}} = \sigma_{\text{тек}} \cdot f_{\text{мет}}, \quad (2.20)$$

где $P_{\text{раз}}$ – нагрузка, приводящая к разрушению материала, кН;

$\sigma_{\text{тек}}$ – предел текучести материала, ($\sigma_{\text{тек}} = 550 \text{ МПа}$).

$$f_{\text{мет}} = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}, \quad (2.21)$$

$$f_{MET} = \frac{3.14 \cdot (0.132^2 - 0.0515^2)}{4} = 0.012 \text{ м}^2$$

$$P_{раз} = 550 \cdot 10^6 \cdot 0.012 = 6381 \text{ кН.}$$

Для надёжности работы должно соблюдаться условие:

$$n = \frac{P_{раз}}{P_{расч}} \geq 1,5, \quad (2.22)$$

где n – коэффициент запаса прочности.

$$n = \frac{6381}{2066} = 3.08 \geq 1,5$$

Условие прочности резьбового соединения соблюдается.

2.3 Расчёт параметров пакера

При расчете пакера определяют необходимое для герметизации контактное давление, осевую силу для обеспечения этого давления, высоту уплотняющего элемента, длину хода поршня пакера, параметры корда уплотняющего элемента и проверяют на прочность обсадную колонну, ствол пакера и иные детали, имеющие малую толщину стенки.

Расчет ведем для обсадной колонны 146×7 .

Контактное давление между обсадной колонной и уплотняющим элементом равно: [3]

$$p_k = p_{кс} + p_{кп}, \quad (2.23)$$

где $p_{кс}$, $p_{кп}$ – контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно.

Для определения контактного давления p_k и наименьшей осевой силы Q , обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используют следующие уравнения:

$$p_k = \frac{\mu_p}{1 - \mu_p} \left[\frac{Q}{F} - G \frac{(R_c^2 - R_u^2)^3 - (R_n^2 - R_u^2)^3}{(R_c^2 - R_u^2)^2 (R_n^2 - R_u^2)} + \Delta p \right]; \quad (2.24)$$

$$Q \geq 0.111 \times \Delta p \times F + G \times F \times \frac{(R_c^2 - R_u^2)^3 - (R_n^2 - R_u^2)^3}{(R_c^2 - R_u^2)^2 (R_n^2 - R_u^2)} \quad \text{при } p_k = \Delta p, \quad (2.25)$$

где F – площадь поперечного сечения деформированного уплотнителя;

$G_p = 5$ МПа – модуль сдвига резины;

$G_c = 77$ МПа – модуль сдвига стали;

$R_n = 0.06$ м – наружный радиус резины до деформации;

$R_c = 0.066$ м – наружный радиус резины после деформации;

$R_u = 0.04$ м – внутренний радиус резины;

$\Delta p = 100$ МПа – перепад давления у пакера;

$\mu_p = 0.475$ – коэффициент Пуассона для резины.

$$F = \frac{\pi \times (2R_c)^2}{4} - \frac{\pi \times (2R_u)^2}{4} \quad (2.26)$$

$$G = G_p + G_c = 5 \cdot 10^6 + 77 \cdot 10^6 = 82 \cdot 10^6 \text{ МПа}; \quad (2.27)$$

$$F = \frac{3.14 \times (2 \times 0.066)^2}{4} - \frac{3.14 \times (2 \times 0.04)^2}{4} = 0.008658 \text{ м}^2.$$

$$Q \geq 0.111 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 0.008658 + 82 \cdot 10^6 \cdot 0.008658 \cdot \frac{(0.066^2 - 0.04^2)^3 - (0.06^2 - 0.04^2)^3}{(0.066^2 - 0.04^2)^2 (0.06^2 - 0.04^2)};$$

$$Q \geq 97.77 \text{ кН.}$$

$$p_k = \frac{0.475}{1 - 0.475} \left[\frac{97690}{0.008658} - 82 \cdot 10^6 \cdot \frac{(0.066^2 - 0.04^2)^3 - (0.06^2 - 0.04^2)^3}{(0.066^2 - 0.04^2)^2 (0.06^2 - 0.04^2)} + 100 \cdot 10^6 \right] = 100.5 \text{ МПа}$$

Сила прижатия резины к колонне несколько выше рабочего давления пакера, а это значит, что герметизация осуществляется.

Рассчитаем высоту сжатого пакерующего элемента из условия равенства площади поверхности до и после уплотнения. Высота втулки прототипа $H=25.6$ мм.

$$2S_{T1}+S_{BH1}+S_{H1}=2S_{T2}+S_{BH2}+S_{H2}, \quad (2.28)$$

где S_{T1} – площадь торцов до сжатия;

S_{BH1} – площадь внутренней поверхности до сжатия;

S_{H1} – площадь наружной поверхности до сжатия;

S_{T2} – площадь торцов после сжатия;

S_{BH2} – площадь внутренней поверхности после сжатия;

S_{H2} – площадь наружной поверхности после сжатия.

$$S_{T1} = \frac{\pi \cdot (2R_{II})^2}{4} - \frac{\pi \cdot (2R_{III})^2}{4} \quad (2.29) \quad S_{T1} = \frac{3.14 \cdot (2 \cdot 0.06)^2}{4} - \frac{3.14 \cdot (2 \cdot 0.04)^2}{4} = 0.006283 \quad \text{м}^2$$

$$S_{T2} = \frac{\pi \cdot (2R_C)^2}{4} - \frac{\pi \cdot (2R_{III})^2}{4} \quad (2.30) \quad S_{T2} = \frac{3.14 \cdot (2 \cdot 0.066)^2}{4} - \frac{3.14 \cdot (2 \cdot 0.04)^2}{4} = 0.008658 \quad \text{м}^2$$

$$S_{BH1} = 2\pi R_{III} H \quad (2.31) \quad S_{BH1} = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.04 \cdot 0.0256 = 0.0064 \quad \text{м}^2$$

$$S_{H1} = 2\pi R_{II} H \quad (2.32) \quad S_{H1} = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.06 \cdot 0.00316 = 0.0096 \quad \text{м}^2$$

$$S_{BH2} = 2\pi R_{III} H_1 \quad (2.33) \quad S_{BH2} = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.04 \cdot H_1 \quad \text{м}^2$$

$$S_{H2} = 2\pi R_C H_1 \quad (2.34) \quad S_{H2} = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.066 \cdot H_1 \quad \text{м}^2$$

Для того чтобы найти H_1 – высота элемента в сжатом состоянии, необходимо значения полученные в формулах 2.7 – 2.12 подставить в формулу 2.6.

$$2 \cdot 0.006283 + 0.0064 + 0.0096 = 2 \cdot 0.008658 + 0.2512H_1 + 0.41448H_1,$$

$$0.665 \cdot H_1 = 0.01137,$$

$$H_1 = 0.0171 \quad \text{м}.$$

Рассчитаем наименьшую допустимую высоту уплотнительного элемента.

$$h_{\min} = \frac{2H_1(R_C + R_{III}) + R_C^2 - R_{II}^2}{2(R_{II} + R_{III})}, \quad h_{\min} = \frac{2 \cdot 0.0228(0.066 + 0.04) + 0.066^2 - 0.06^2}{2(0.06 + 0.04)} = 0.022 \text{ м} \quad (2.35)$$

Наибольшая высота уплотнительного элемента:

$$h_{\max} = \frac{R_C^3(R_C^2 - R_{III}^2)}{0.45f(R_{II}^2 - R_{III}^2)(3R_C + 2R_C^2R - R_{III}^2)}, \quad (2.36)$$

где f – коэффициент трения, $f=0.08$

$$h_{\max} = \frac{0.066^3(0.066^2 - 0.04^2)}{0.45 \cdot 0.08 \cdot (0.06^2 - 0.04^2)(3 \cdot 0.066 + 2 \cdot 0.066^2 \cdot 0.04 - 0.04^2)} = 0.047 \text{ м}$$

Оптимальная длина хода поршня:

$$S = \frac{h \cdot R_{II}^2(k^2 - 1)}{k^2 \cdot R_{II}^2 - R_{III}^2}, \quad (2.37)$$

где $h=0.0316$ – высота свободного, не нагруженного уплотняющего элемента;

$$k = R_C/R_{II} = 1.13$$

$$S = \frac{0.0256 \cdot 0.06^2(1.13 - 1)}{1.13^2 \cdot 0.06^2 - 0.04^2} = 0.00702 \text{ м}$$

Проверим влияние пласечного захвата на прочность обсадной колонны при ограниченном контакте пласек по периметру обсадной колонны.

Предельная осевая нагрузка на пласечный захват, при котором обсадная колонна не нарушается, равна:

$$Q_{\text{ПРЕД}} \leq \frac{2 \cdot \sigma_B \cdot n \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot h^2 \cdot l_{\text{ПЛ}}}{d}, \quad (2.38)$$

где $\sigma_B = 1250 \times 10^6$ Па – предел прочности материала труб;

$n = 5$ – число плашек;

$\alpha = 22^\circ$ – угол конуса плашки;

$l_{\text{ПЛ}} = 0.12$ м – высота плашек;

h – толщина стенки трубы обсадной колонны;

d – внутренний диаметр трубы обсадной колонны.

$$Q_{\text{ПРЕД}} \leq \frac{2 \cdot 1250 \times 10^6 \cdot 5 \cdot \operatorname{tg} 22^\circ \cdot 0.007^2 \cdot 0.12}{0.132},$$

$$Q_{\text{ПРЕД}} \leq 225 \text{ кН}$$

$$n = \frac{Q_{\text{ПРЕД}}}{Q} \geq 2, \quad (2.39) \quad n = \frac{225}{99.77} = 2.25 \geq 2$$

Предельно допустимая нагрузка на плашки в сравнении с усилием надежной пакеровки (формула 2.3) имеет коэффициент запаса 2.25, что допустимо (не менее 2).

Расчет пакера на прохождение в искривленных стволах скважины.

$$R = \frac{L_{\text{ПАК}}^2}{8 \cdot \Delta S}, \quad (2.40)$$

где R – радиус изгиба ствола скважины;

$L_{\text{ПАК}} = 1.8$ м – длина пакера;

$\Delta S = 0.006$ м – зазор (диаметральный) между пакером и обсадной колонной.

$$R = \frac{1.8^2}{8 \cdot 0.006} = 74.419$$

Пакер может проходить через изогнутую колонну 146×7 с кривизной до 0.7° на метр

Расчет на прочность тонких мест в деталях пакера.

$$P = \frac{2 \cdot \sigma \cdot R}{D}, (2.41)$$

где σ – толщина стенки детали;

R – допускаемое напряжение;

D – наружный диаметр стенки детали.

1) Переводник уплотнительный.

Сталь 45ХН, закалка в масле при температуре 815°C, отпуск при температуре 500°C

$$\sigma = 0.00625 \text{ м}$$

$$R = 980 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$D = 0.1145 \text{ м}$$

$$P = \frac{2 \cdot 0.00625 \cdot 980 \cdot 10^6}{0.1145} = 107 \text{ МПа}$$

2) Ствол.

Сталь 45Х, закалка, отпуск КП 540.

$$\sigma = 0.0065 \text{ м}$$

$$R = 540 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$D = 0.064 \text{ м}$$

$$P = \frac{2 \cdot 0.0065 \cdot 540 \cdot 10^6}{0.064} = 108 \text{ МПа}$$

3) Труба обсадной колонны.

Группа прочности Р.

$$\sigma = 0.007 \text{ м}$$

$$R = 1250 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$D = 0.146 \text{ м}$$

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

$$P = \frac{2 \cdot 0.007 \cdot 1250 \cdot 10^6}{0.146} = 119.9 \text{ МПа}$$

Полученные значения выше рабочего давления, следовательно, прочность тонких мест достаточна.

На основе проведенных расчетов можно сделать вывод, что пакер работоспособен при рабочем давлении 100 МПа, при этом обсадная колонна не разрушается.

3. Монтаж и эксплуатация пакера

3.1 Спуск в скважину

Перед пуском в скважину проверить взаимодействие звена фиксатора со стволом – его выход из зацепления и обратно, а также положения плашек при «заякоривании» и в «транспортном» положении.

В ходе спуска переводник уплотнительный фиксируется в нижнем (открытом) положении, что обеспечивает свободный проход жидкости через пакер и вокруг него.

Следует избегать высоких скоростей спуска (более 1,5 м/с) в целях защиты пакера и обсадной колонны. Во избежание преждевременной посадки пакера – нельзя допускать вращения рабочей колонны.

3.2 Пакерование

При достижении необходимой глубины установки рабочую колонну следует приподнять, затем повернуть ее по часовой стрелке на $2/3$ оборота у пакера. После этого трубы опускают для приложения максимального усилия к пакеру (до 98 кН). При этом втулка конусная перемещается вместе с массой труб вниз под плашки и расклинивает зубья плашек между стенками обсадной трубы и втулкой конусной, надежно фиксируя пакер. В случае недостаточной массы труб или повышенного давления под пакером следует поддерживать давление в кольцевом пространстве над пакером. Также за счет этого давления можно уменьшить трение между трубами и обсадной колонной.

При подаче рабочего давления в подпакерную зону давление жидкости по каналам в пакере поступает под поршень и переводник уплотнительный своим пояском перекрывает выход жидкости. В результате этого шплинсы

своими зубьями врезаются в стенки обсадной колонны – удерживая пакер от подъема вверх.

3.3 Освобождение пакера

При подъеме рабочей колонны вверх происходит открытие разгрузателя – поясок переводника уплотнительного отстает от уплотнительного кольца – пакер освобождается. Приложение усилия и подъем осуществлять медленно. В случае затруднительного освобождения пакера рекомендуется создать давление над пакером – оно утопит врезавшиеся шлицы в корпус.

3.4 Характерные неисправности методы их устранения

В случае преждевременной посадки пакера при спуске – медленно поднять рабочую колонну и повернуть трубу против часовой стрелки на 2/3 оборота у пакера.

3.5 Техническое обслуживание

После извлечения из скважины пакер должен быть подвергнут промазке техническими моющими средствами, внешнему осмотру и полной разборке. При этом необходимо провести полную ревизию всех деталей, а также проверить состояние резьбовых соединений и посадочных мест.

При каждой разборке – сборке пакера для последующего использования – полностью заменяется манжетно-уплотнительный комплект для пакерования, а также все вышедшие из строя детали.

При разборке-сборке пакера особое внимание обращать на состояние зубьев шлицов и плашек. Применение указанных деталей с поломанными или со стертymi кромками зубьев не допускается.

Studlancer.net - закажи реферат, курсовую, диплом!

Резбовое соединение ствола и переводников и их концов предохранить при свинчивании смазкой для резьбовых соединений Р – 2 ТУ38 101322-76 или Р – 416 ТУ 38101708-78.