

7

ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В целях повышения надежности эксплуатация скважин, особенно на месторождениях с осложненными условиями, применяют комплекс подземного эксплуатационного оборудования. Составление компоновки скважинного оборудования должно производиться для каждой конкретной скважины с учетом ее конструкции, фактического распределения температур по стволу скважины, действующих перепадов давления, характеристик применяемого оборудования, нагрузок, планируемого дебита и других геолого-технологических параметров.

На рис. 7.1 приводится примерная схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ снизу вверх: срезной клапан; фрезерный удлинитель; пакер; анкерное соединение; циркуляционный клапан; клапан-отсекатель.

Срезной клапан АРОС 9554-000 (рис. 7.2) разработан в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры в пос. Северский Краснодарского края. Срезной клапан предназначен для создания давления внутри компоновки при распакеровке пакера путем перекрытия проходного сечения шаром. Особенностью срезного клапана является то, что в одном корпусе размещены на срезных штифтах два посадочных гнезда под шары диаметром 35 и 44,5 мм.

Вначале давление внутри спущенной компоновки осуществляется сбросом шара диаметром 35 мм, который садится на седло срезного клапана с перекрытием отверстия. При достижении предельного установленного давления внутри компоновки происходит срез штифтов, после чего шар и седло выпадают на забой скважины. При неудовлетворительном срабатывании пакера сбрасывается второй шар диаметром 44,5 мм.

Технические параметры: наружный диаметр 104 мм; длина 195 мм; рабочая температура до 125 °C; давление среза штиф-

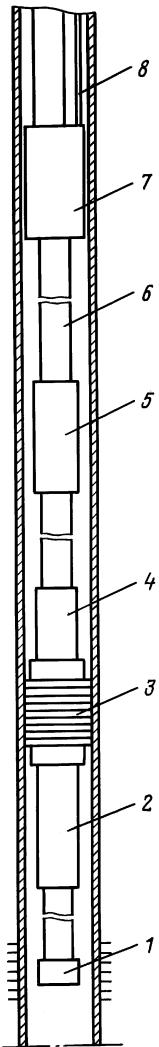
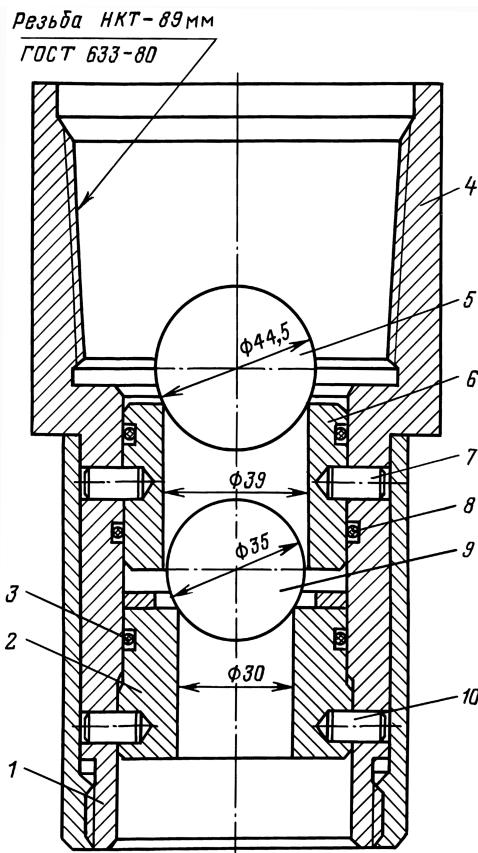


Рис. 7.1. Схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ:

1 – срезной клапан; 2 – фрезерный удлинитель; 3 – стационарный пакер "Камко", "Бейкер" или другой фирмы; 4 – анкерное соединение; 5 – циркуляционный клапан; 6 – НКТ; 7 – клапан-отсекатель; 8 – гидравлическая трубка управления клапаном-отсекателем

Рис. 7.2. Срезной клапан:

1, 4 – корпус; 2, 6 – срезные втулки; 7, 10 – срезные штифты; 5, 9 – шары; 3, 8 – уплотнительные кольца



тov определяется диаметром штифтов, которые изготавливаются под необходимые давления срезки.

Так, давление p , необходимое для среза штифтов срезного клапана, определяется

$$p = \frac{Q_{\text{срез}}}{\Gamma_{\text{сум}}} = \frac{\tau_{\text{cp}} n (\pi / 4) d_{\text{шт}}}{(\pi / 4) d_{\text{порш}}^2},$$

где τ_{cp} — предел прочности на срез штифта, $\tau_{\text{cp}} = K \sigma_b$; $K = 0,7$; $d_{\text{шт}}$ — диаметр штифтов; n — число штифтов; $d_{\text{порш}}$ — диаметр поршня; σ_b — временное сопротивление разрыву,



Рис. 7.3. Стационарный пакер фирмы Камко

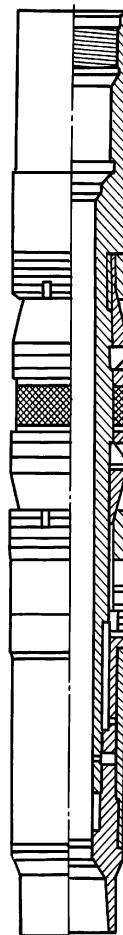


Рис. 7.4. Гидравлически управляемый подвесной эксплуатационный пакер фирмы Бейкер с обратным клапаном

выбирают в зависимости от материала штифтов и термообработки.

После упрощений получают $p = 0,532\sigma_b$. Таким образом, изменяя диаметр штифта, можно подобрать заданное давление среза.

Фрезерный удлинитель предназначен для центрирования инструмента для фрезерования пакера при его извлечении из скважины. Фрезерный удлинитель может быть исключен из компоновки, если пакер планируется фрезеровать кольцевой фрезой и извлекать обычной труболовкой.

Пакер предназначен для герметичного разобщения затрубного пространства скважины от пласта и создания надежного сообщения внутренней полости спущенной компоновки с пластом. Посадка и фиксирование пакера в эксплуатационной колонне происходят при создании давления внутри спущенной компоновки при перекрытии внутритрубного пространства шаром срезного клапана. При этом происходит деформация резинового уплотнения и фиксация пакера в эксплуатационной колонне при помощи кольцевых клиновых якорей.

Возможно использование пакеров фирмы Камко (рис. 7.3) (табл. 7.1) или Бейкер (рис. 7.4), а также отечественного производства.

При этом давление на устье p_y для создания давления распакеровки пакера и давления на устье срезки p_{ysp} штифтов срезного клапана составляют

$$p_y = p_{pl} - p_{\infty} + p_p; \quad p_{ysp} = p_{pl} + p_{cp},$$

Таблица 7.1

Технические данные по стандартным пакерам фирмы Камко

Параметры	Пакер типа HSP-1 5 $\frac{1}{2}$ "	Пакер типа HSP-1 6 $\frac{3}{8}$ "
Габаритная длина, мм	1495	1495
Максимальный наружный диаметр, мм	113	113,18
Минимальный внутренний диаметр, мм	76	49,2
Диапазон погонной массы, фунт/фут	23	32 – 38
Нижнее соединение	1 $\frac{7}{8}$ "	6 $\frac{5}{8}$ "
Верхнее соединение	2 $\frac{7}{8}$ " муфта АМ	3 $\frac{1}{2}$ " муфта АМ
Освобождение лифтовой колонны от пакера	Стингер с правосторонним вращением	Стингер, освобождается непосредственным втягиванием

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое, МПа; $p_{\text{ж}}$ — давление жидкости, заполняющей компоновку, МПа ($p_{\text{ж}} = \rho \cdot H$, МПа); p_p — перепад давления срабатывания пакера, МПа; $p_{\text{ср}}$ — перепад давления срезки штифтов срезного клапана, МПа; ρ — плотность жидкости, кг/м³; H — глубина спущенной компоновки, м.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы Камко

Наружный диаметр, мм.....	115
Внутренний диаметр, мм.....	50
Длина пакера, мм.....	1495
Максимальное пластовое давление, МПа....	69
Давление пакеровки, МПа.....	27
Температура рабочей среды, °С	149
Присоединительные резьбы.....	VAM 23/8", 27/8"

Одинарные пакеры HSP-1 фирмы Камко устанавливаются в эксплуатационной колонне созданием гидравлического давления, относятся к эксплуатационным пакерам постоянного действия и могут быть извлечены из скважины после их разбуривания.

Пакер фирмы Бейкер модель SAB — гидравлически устанавливаемый пакер; спускается в скважину на трубах и пакеруется после монтажа устьевого оборудования.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы Бейкер

Наружный диаметр, мм.....	113,03
Внутренний диаметр, мм.....	70,6
Длина пакера, мм.....	1250
Максимальное пластовое давление, МПа....	63
Температура рабочей среды, °С	160
Присоединительные резьбы.....	VAM 2 ⁷ / ₈ "

Техническая характеристика гидравлического пакера Ресурс-1 Саратовского завода Газоприборавтоматика

Наружный диаметр, мм.....	136
Внутренний диаметр, мм.....	67
Длина пакера, мм.....	1886
Максимальное пластовое давление, МПа	21
Давление пакеровки, МПа.....	5+15
Температура рабочей среды, °С	До 100
Присоединительные резьбы.....	Резьба НКТ 89 мм ГОСТ 633–80

Извлечение пакера производится после его разбуривания — фрезерования верхних кольцевых захватов при помощи специального инструмента, представляющего собой комбинацию двух фрез, одной кольцевой и одной торцевой фрезы в нижней части направляющего штока. После разбуривания пакера направляющий шток вместе с ловителем проходит через

пакер, захватывает его в нижней части пакера и с подвеской бурильных труб извлекается на поверхность. Пакер можно разбурить кольцевой фрезой с последующим его захватом обычной труболовкой, если в наличии нет специального оборудования для разбуривания пакера.

Анкерное соединение – герметизированный ниппель, который является присоединительным и уплотняющим приспособлением между подвеской НКТ и пакером.

Присоединение анкерного соединения к пакеру производится следующим образом: при сборке на поверхности необходимо анкерное соединение вставить в пакер, затем вращением анкерного соединения влево на 10÷12 оборотов для пакера Бейкер или на 4÷5 оборотов для пакера Камко обеспечиваетсястыковка анкерного соединения с пакером. Присоединение анкерного устройства к пакеру в скважине производится за счет разгрузки колонны НКТ на пакер с усилием 2÷4 т. Рассоединение производится путем вращения подвески НКТ вправо на 10÷12 оборотов для пакера фирмы Бейкер и 4÷5 оборотов для пакера фирмы Камко.

Циркуляционный клапан разработан на основе циркуляционного клапана Грозненского машиностроительного завода в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры (рис. 7.5). Циркуляционный клапан обеспечивает в открытом состоянии сообщение затрубного пространства скважины с внутренней полостью спущенной компоновки подземного оборудования. В закрытом состоянии циркуляционный клапан обеспечивает герметичность внутритрубного пространства.

Спуск циркуляционного клапана в скважину производится в закрытом положении. После установки пакера в эксплуатационной колонне для открытия циркуляционного клапана в затрубном пространстве необходимо создать перепад давления, равный 12 МПа на уровне клапана, по сравнению с давлением внутри компоновки. В этом случае происходит срезка винтов, поршень 10 в сборе перемещается вниз до упора 12, при этом отверстия корпуса 11 соединяются с каналами поршня 10. В результате этого обеспечивается соединение затрубного и трубного пространства, создается возможность промывки и глушения скважины через затрубное пространство. Для закрытия циркуляционного клапана создается давление внутри спущенной компоновки, равное 1,6÷2 МПа, при этом кольцо 2 запирает каналы поршня, и поршень перемещается вверх. Достигается герметичность внутритрубного пространства от затрубного.

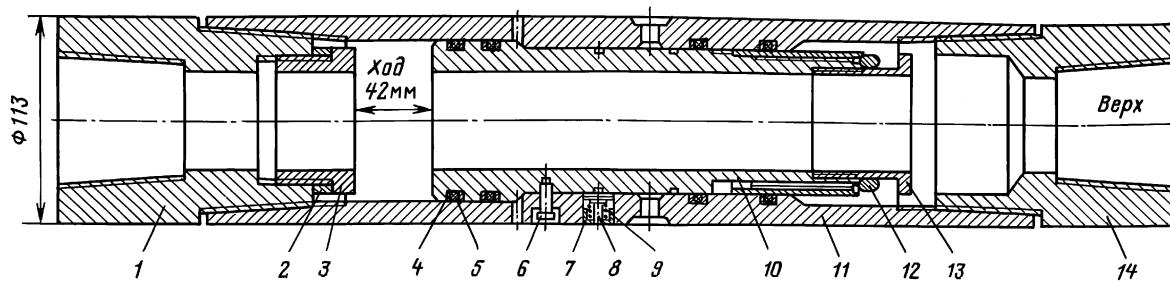


Рис. 7.5. Схема циркуляционного клапана:

1, 14 – патрубки; 2 – кольцо; 3 – втулка, регулирующая ход поршня; 4, 5 – фторопластовые кольца; 6 – срезной винт; 7 – поджимная гайка; 8 – фиксатор; 9 – пружина; 10 – поршень; 11 – корпус; 12 – кольцо упорное; 13 – втулка, ввинченная в поршень

После длительной эксплуатации скважины для последующего открытия клапана необходимо создать давление в затрубном пространстве 5÷6 МПа.

Техническая характеристика циркуляционного клапана

Наружный диаметр, мм.....	113
Длина клапана, мм.....	620
Присоединительные размеры резьб (сверху и снизу)	НКТ 73, ГОСТ 633-80

Клапан обладает работоспособностью в скважинах глубиной до 3600 м и пластовым давлением до 60 МПа при температуре до 160 °С. Рабочая среда – буровой раствор, газовый конденсат, газ. Возможно применение циркуляционного клапана, изготавляемого Саратовским заводом Газприборавтоматика.

Гидравлический клапан-отсекатель предназначен для аварийного перекрытия проходного сечения компоновки подземного оборудования при изменении давления в скважине. Обычно устанавливается на глубине 40÷50 м от устья. В состав клапана-отсекателя входит глубинный клапан-отсекатель, гидравлическая линия управления, пульт управления. Клапан-отсекатель в свободном состоянии, без создания давления в линии управления, находится с перекрытым заслонкой проходным отверстием.

Открытие клапана-отсекателя производят следующим образом: создают давление в трубах выше клапана, равное давлению в зоне ниже клапана, при помощи насосного агрегата. В гидравлической линии управления клапаном-отсекателем создают давление, равное 11 МПа, для обеспечения открытия заслонки. Фиксируют данное давление для обеспечения спуска компоновки.

При необходимости закрытия клапана-отсекателя следует закрыть скважину на устье и выждать 5÷10 мин для стабилизации условий в скважине. Сбросить давление в гидравлической линии управления до нуля, при этом клапан-отсекатель перекроет сечение труб. При необходимости плавно открывают устьевые задвижки и стравливают газ из зоны выше пакера-отсекателя.

**Техническая характеристика гидравлического клапана-отсекателя
фирмы Камко**

Максимальный наружный диаметр, мм	101,6
Минимальный внутренний диаметр, мм	48,1
Длина, мм.....	1582
Максимальное давление, МПа.....	70,3
Максимальная температура среды, °С.....	140
Давление для открытия клапана.....	10÷11 МПа

Возможно применение клапана-отсекателя Саратовского завода Газоприборавтоматика под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

Температурный компенсатор служит для компенсации теплового расширения спущенной компоновки при температуре рабочей среды в скважинах более 145 °С и высоких дебитах. Температурный компенсатор обычно устанавливают выше циркуляционного клапана на 10÷20 м.

7.1. СПУСК И УСТАНОВКА ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Перед тем, как проводить спуск забойного оборудования, необходимо прошаблонировать НКТ на мостках, пропарить внутри и снаружи и смазать резьбовые соединения, предварительно почистив их металлической щеткой, а также опресовать их под соответствующее пластовое давление. Для подготовки заданного интервала эксплуатационной колонны в места установки пакера на бурильных трубах спускают скребок механического или гидравлического типа под данную колонну. При применении механического скребка поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью 0,1 м/с, с циркуляцией раствора не более 6 л/с, трижды проходят заданный интервал и после каждого хода проворачивают инструмент ротором на 90°, затем трижды проходят заданный интервал в колонне с частотой вращения ротора 60÷90 об/мин, со скоростью подачи инструмента 0,1 м/с. Скважину промывают не менее двух циклов до полного отсутствия шлама на сите. После извлечения скребка в скважину опускают шаблон. Размеры шаблона (длина, диаметр) выбирают с учетом обеспечения проходимости компоновки в скважину. Если при глушении скважины применялся глинистый раствор плотностью 1800÷2200 кг/м³, то перед спуском компоновки его заменяют на жидкость без твердой фазы (бромиды цинка и кальция). В этом случае принимают меры предосторожности от коагуляции глинистого раствора при смешении с солями, ухудшения коллекторских свойств пласта, для предупреждения выброса. При глушении скважин раствором с низкой плотностью (до 1400 кг/м³) их заменяют такими истинными растворами, как раствор хлористого кальция, ФТП, а также возможно применение гидрофобных эмульсий.

Компоновку подземного оборудования собирают согласно схеме рис. 7.1 снизу вверх:

1-я секция: срезной клапан АРОС, НКТ диаметром 73 мм;

2-я секция: фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, НКТ диаметром 73 мм;

3-я секция: циркуляционный клапан в закрытом положении, НКТ диаметром 73 мм, клапан-отсекатель, НКТ диаметром 73 мм.

Спуск НКТ с компоновкой подземного оборудования производят с замером труб, плавно, со скоростью 0,2 м/с.

Компоновку подбирают таким образом, чтобы клапан-отсекатель находился на глубине 50 м от устья скважины. После обвязки устья скважины фонтанной арматурой подсоединяют к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязывают ее с насосом для управления клапаном-отсекателем.

Для установки пакера поднимают давление в гидравлической линии для открытия клапана-отсекателя. Затем производят замену жидкости глушения на углеводородную жидкость (конденсат), открывают буферную задвижку, опускают шар в фонтанную арматуру, закрывают задвижку и открывают центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки времени на транспортирование шара в гнездо срезного клапана насосным агрегатом поднимают давление в НКТ с превышением давления на устье. После выдержки в течение 30 мин открывают задвижку на затрубном пространстве фонтанной арматуры и стравливают давление. Понижение давления указывает на то, что пакер сработал.

Расчет времени транспортирования шара

Время транспортирования шара в скважине, заполненной ньютоновской жидкостью (растворы бромида кальция, цинка, хлористого кальция и др.), может быть вычислено по формуле

$$t = \frac{H}{\sqrt{Kgd_{ш} \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1}}},$$

где H — глубина падения шара, см; K — коэффициент, зависит от направления ствола скважины, числа Re , соотношения диаметров шара и НКТ и т.д. и определяется экспериментальным путем; в нашем случае коэффициент K может быть принят равным 0,3; g — ускорение свободного падения, см/ s^2 ; $d_{ш}$ — диаметр шара, см; ρ_1 и ρ_2 — соответственно плотности жидкости и материала шара, g/cm^3 .

7.2. ОСОБЕННОСТИ СПУСКА И УСТАНОВКИ ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЯЖЕЛЫХ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ № 3 ПРИБРЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Спуск комплекса эксплуатационного подземного оборудования, предназначенного для изоляции продуктивного пласта от затрубного пространства, имеет свою специфику.

Применение данного комплекса в скважине № 3 Прибрежного месторождения предприятия Кубаньгазпром обеспечило надежность эксплуатации скважины (табл. 7.2) на площади с коэффициентом аномальности 2.

После разбуривания ПДМ и цементного стакана до глубины 3391 м эксплуатационную колонну опрессовали с использованием воды избыточным давлением 45,5 МПа. Интервал перфорации 2879–2892 м. Толщина стенки эксплуатационной колонны 10,5 мм. Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм с резьбой ВАМ. Пластовая температура 130 °С. Относительная плотность газа 0,68. Плотность жидкости глушения 2120 кг/м³. Содержание агрессивных включений в продукции CO₂ до 15 %.

Перед спуском компоновки с целью очистки стенок эксплуатационной колонны с внутренним диаметром 118 мм спустили на бурильных трубах диаметром 2 7/8" до глубины 2875 м следующую компоновку (снизу вверх): шаблон диаметром 114 мм; скребок диаметром 118 мм.

Поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью не более 1 м/с трижды прошли интервал 2875–2845 м. После каждого хода провернули инструмент ротором на 90°. Трижды прошли интервал 2875–2845 м с час-

Таблица 7.2
Данные конструкции скважины

Тип колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Данные о цементаже
Направление	530	23,5	Зацементировано до устья
Кондуктор	324	1008	То же
Промежуточная колонна	245	2455	"
Эксплуатационная колонна	140	3413	Зацементирована "голова" цементного камня на глубине 1565 м от устья

тотой вращения 70÷90 об/мин. Скорость подачи инструмента держали не более 0,1 м/с. При работе скребком произвели промывку скважины с расходом 6 л/с. Обратной циркуляцией заменили буровой раствор на рассол бромидов с плотностью 2170 кг/м³, закачивая жидкости в следующей последовательности:

буферная жидкость в объеме 2 м³ следующего состава: бентонит 6 % (мас.); КМЦ 2 % (мас.); вода остальное;

моющая жидкость на воде, содержащая 10 % сульфонола, объемом 2 м³;

пачка рассола бромидов плотностью 2170 кг/м³, загущенная до вязкости 200÷250 с, объемом 1 м³;

рабочий рассол бромидов плотностью 2170 кг/м³, объемом 27 м³.

Расход по замене раствора составлял 6 л/с.

После перехода на жидкость без твердой фазы сделали технологическую остановку для контроля давления и уровня жидкости в течение 1 ч. Подняли компоновку на бурильных трубах 2⁷/₈ дюйма и собрали следующую компоновку подземного оборудования (снизу вверх):

1-я секция: срезной клапан АРОС длиной 0,2 м; две насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, общей длиной 19 м;

2-я секция: фрезерный удлинитель общей длиной 2 м; пакер фирмы Камко длиной 1495 мм; анкерное соединение длиной 0,6 м; одна насосно-компрессорная труба длиной 10 м;

3-я секция: циркуляционный клапан в закрытом положении длиной 0,9 м; одна труба НКТ диаметром 73 мм, длиной 10 м.

Спуск насосно-компрессорных труб с компоновкой подземного оборудования производился с замером труб, плавно, без рывков, со скоростью 0,2 м/с. На глубине 50 м от устья скважины на насосно-компрессорных трубах установили клапан-отсекатель и подключили к нему гидравлическую линию, укрепив ее на НКТ. Подземное оборудование спустили на глубину 2883 м. Установив фонтанную арматуру, предварительно опрессовав ее на давление 70 МПа, подсоединили к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязали ее с ручным гидравлическим насосом для управления клапаном-отсекателем. Устье скважины обвязали согласно схеме 81-92-ТХ.

Для установки пакера в эксплуатационной колонне подняли давление в гидравлической линии для открытия гидравлического клапана-отсекателя при помощи ручного насоса.

Замену бромидов цинка на углеводородную жидкость (конденсат) произвели следующим образом: в затрубное пространство закачали 1 м³ жидкости без твердой фазы с вязкостью 200÷250 с с противодавлением на устье (штуцер диаметром 8 мм) для очистки скважины. Промыли скважину путем прокачки бромидов с противодавлением в два цикла, контролируя чистоту жидкости.

Закачали 1 м³ промывочной жидкости с вязкостью 200÷250 с, затем конденсат в объеме 20,4 м³ с расчетом, чтобы конденсат был закачан в трубы спущенной компоновки на высоту 200 м от низа труб. При этом давление на устье в трубах компоновки составляло 1,6 МПа, а в затрубном пространстве 37 МПа при пластовом давлении 60 МПа.

Бромиды цинка и кальция собрали в емкости, зафиксировали объем жидкости и параметры. Открыли буферную задвижку, опустили шар в фонтанную арматуру, закрыли буферную задвижку и открыли центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки 2 ч (на транспортирование шара в гнездо срезного клапана) насосным агрегатом АН-700 подняли давление в НКТ с превышением давления на устье, определенным в трубном пространстве манометром, на 27 МПа для пакера фирмы Камко. Выдержали созданное давление в течение 30 мин. Открыли задвижку на затрубном пространстве фонтанной арматуры и сняли давление. Понижение давления указало на то, что пакер сработал.