

УДК 622.243.27

## ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА КРАСНОВСКОМ ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



## EQUIPMENT AND TECHNOLOGY OF SIDE STREAM CONSTRUCTION ON THE KRASNOVSKOYE GAS AND OIL FIELD

### Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,  
доцент кафедры  
«Оборудования нефтяных  
и газовых промыслов»,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
akngs@mail.ru

### Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»  
Каневское газопромысловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

### Шелест Дмитрий Алексеевич

заместитель генерального директора  
по общим вопросам и связям с общественностью,  
ООО «СТАРСТРОЙ»  
d.a.shelest@mail.ru

### Шутов Дмитрий Васильевич

инженер по планированию ремонта  
и обслуживанию оборудования,  
Интегрированный комплекс  
по добыче природного газа и конденсата,  
подготовке сжиженного газа,  
отгрузке СПГ и газового конденсата  
Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения  
ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»  
dm-shutov72@inbox.ru

**Аннотация.** В статье показано, что одним из наиболее прогрессивных и эффективных методов повышения нефтеотдачи в последнее время является бурение боковых стволов из старых скважин. Бурение боковых стволов дешевле стоимости строительства новых скважин. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов с горизонтальным входом в пласт позволяет отбирать углеводороды из коллекторов малой толщины, ранее не охваченных разработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. Небольшие локальные залежи нефти могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными. Кроме того, при наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе), горизонтальные скважины дают значительный прирост извлекаемых запасов.

**Ключевые слова:** назначение, оборудование и конструкция скважин; разрез скважины и типы боковых стволов; оборудование, применяемое при строительстве боковых стволов; конструкция технологической оснастки для спуска

### Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of department  
«Equipment of oil and gas fields»,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

### Berezovskiy Denis Aleksandrovich

deputy chief,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

### Shelest Dmitriy Alekseevich

Deputy General Director,  
General Issues & PR  
«STARSTROI» LLC  
d.a.shelest@mail.ru

### Shutov Dmitry Vasilievich

Planning engineer maintenance department,  
Integrated facility for production,  
processing, liquefaction, LNG and  
gas condensate loading from the South  
Tambeykoye gas and condensate field  
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC  
dm-shutov72@inbox.ru

**Annotation.** The article shows that one of the most progressive and effective methods of enhanced oil recovery in recent years is the drilling of sidetracks from old wells. Sidetracking is cheaper than the cost of new well construction. In addition to increasing the productivity of wells, drilling sidetracks with horizontal entry into the formation makes it possible to extract hydrocarbons from thin reservoirs that were not previously covered by development. Multilateral branching from existing wells improves the conditions for opening the productive formation. Small local oil deposits can be penetrated by wells with extended vertical reach, including multilateral wells. In addition, in the presence of a gas cap or underlying water (or both), horizontal wells provide a significant increase in recoverable reserves.

**Keywords:** purpose, equipment and well design; well section and types of sidetracks; equipment used in the construction of sidetracks; design of technological equipment for running the hanger and

подвески и цементирование «хвостовика» диаметром 102 мм; порядок сборки «хвостовика» диаметром 102 мм; подъёмные агрегаты, используемые при строительстве второго ствола.

cementing the «liner» with a diameter of 102 mm; procedure for assembling a «liner» with a diameter of 102 mm; lifting units used in the construction of the second borehole.

## Назначение, оборудование и конструкция скважин

По назначению выделяют следующие скважины:

- добывающие – нефтяные и газовые, предназначенные для добычи нефти, газа и попутной воды;
- нагнетательные – служащие для нагнетания в пласт воды, пара, газа и различных растворов;
- специальные – используемые для выполнения специальных работ и исследований (контрольные, пьезометрические, водозаборные и т.д.).

Оборудованием скважины называют все те части её конструкции, которые обеспечивают отбор продукции (закачку воды) в надлежащем режиме, проведение всех технологических операций в процессе эксплуатации и предотвращают появление фонтанов.

Обычно различают подземное и наземное оборудование скважин. Наземное (устьевое) оборудование включает арматуру, устанавливаемую на устье, подземное (скважинное) – оборудование ствола скважины.

Совокупность данных, характеризующих диаметр пробуренной скважины на разных глубинах, количество, диаметр и длину обсадных колонн, спущенных в скважину, а также интервалы пространства за колоннами, заполненные цементным кольцом, называется конструкцией скважины. Выбор конструкции скважины производится с учётом геологической характеристики разреза, их назначения, способа эксплуатации. Ниже на рисунке 1 приводится схема наиболее характерной конструкции скважин Красновского месторождения.

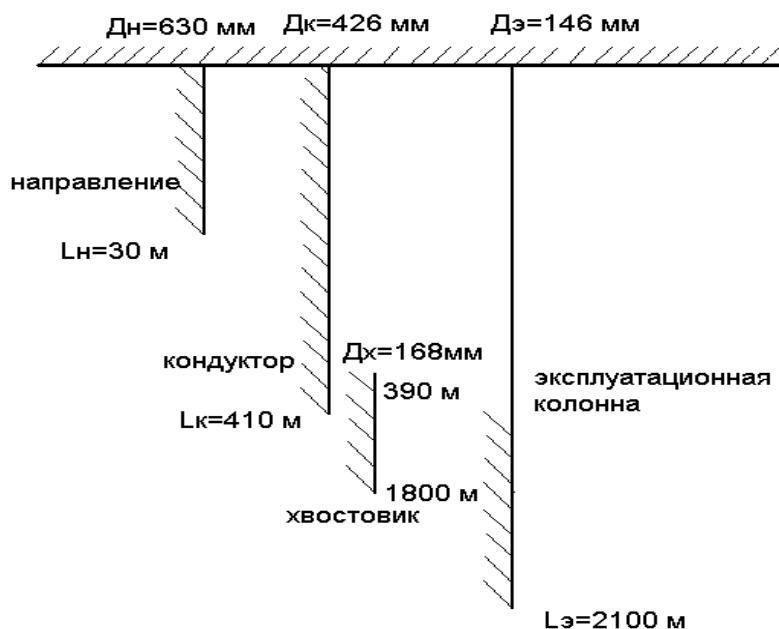


Рисунок 1 – Типовая конструкция скважины Красновского месторождения

Конструкции добывающих и нагнетательных скважин представлены в таблице 1. Направление спускается на глубину 30 м и для предотвращения загрязнения верхних горизонтов и размыва устья и цементируется до устья.

Кондуктор  $D_k = 245$  мм спускается на глубину 500 м для добывающих скважин, и 700 м – для нагнетательных. Цементируется до устья. Служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении.

Таблица 1 – Конструкция добывающих и нагнетательных скважин на Красновском месторождении

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал установки колонны по стволу скважины		Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Изготовление обсадных труб	Характеристика трубы		
		от верха, м	До низа, м			номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	тип соединения (нормативный, ОТТМ, ОТТГ, ТО, ТБО и др.)	максимальный наружный диаметр соединения, мм
<b>Добывающие скважины</b>								
1	направление	0	30	630,0	ГОСТ 632-80 (А)	323,9	ОТТМ «А»	351
2	кондуктор	0	410	395,3	ГОСТ 632-80 (А)	244,5	ОТТМ «А»	269
3	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	200,9	ГОСТ 632-80 (А)	146,1	ОТТМ «А»	166
4	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	215,9	стандарт АНИ	139,7	Батресс	154
5	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	215,9	стандарт АНИ	168,3	Батресс	187,7
<b>Нагнетательные скважины</b>								
1	направление	0	30	693,7	ГОСТ 632-80 (А)	323,9	ОТТМ «А»	351
2	кондуктор	0	700	495,3	ГОСТ 632-80 (А)	244,5	ОТТМ «А»	269
3	эксплуатационная колонна	0	2100–2700	215,9	ТУ 14-3-1667-89 (ВМЗ)	146,1	типа Батресс	166

Эксплуатационная колонна  $D_3 = 139,7; 146$  или  $168$  мм спускается на глубину на  $50$  м ниже проектного горизонта. Цементируется на  $100$  м выше башмака кондуктора. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины.

Глубина цементного стакана, остающегося после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем. В процессе эксплуатации скважины забой может быть засыпан осадком, засорен аварийным оборудованием, посторонними предметами. В этом случае глубина верха аварийного оборудования или осадка является текущим забоем скважины.

Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации межтрубного пространства, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования – различного для различных способов эксплуатации скважин.

Устьевое оборудование скважин представлено широким спектром фонтанных арматур различных заводов производителей.

Фонтанная ёлка предназначена для направления продукции скважины в выкидную линию, регулирования режима эксплуатации, установки специальных устройств при спуске скважинных приборов или скребков для очистки труб от парафина, замера давления и температуры среды, а также для проведения некоторых технологических операций.

Трубная головка предназначена для подвески насосно-компрессорных труб, их герметизации, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины

### **Разрез скважины**

Боковые струны арматуры оканчиваются ответными фланцами. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной ёлки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и в ствол ёлки.

При проведении ОПЗ пласта замеряются и контролируются давление, мгновенный расход, суммарный объём расходуемой жидкости, её плотность.

Для измерения давления применяются пружинные манометры. Их принцип действия основан на том, что в них измеряемое давление вызывает деформацию какого-либо упругого элемента. По виду элемента пружинные манометры делятся на манометры с трубчатой, винтовой или спиральными пружинами, мембранные и сильфонные. Наибольшее распространение получили трубчатые пружинные манометры.

Регистрирующие самопишущие дистанционные манометры в основном оснащены винтовыми трубчатыми элементами. В отличие от трубчатой пружины свободный конец геликоидальной пружины при максимальном давлении даёт значительно больший угол раскручивания, составляющий  $50-60\%$ . Поэтому они обладают большей чувствительностью.

Для изменения расхода жидкости и её суммарного объёма ёмкости оборудуются поплавковыми указателями уровня, которые просты в устройстве и надёжны в работе.

Мгновенный расход жидкости определяется также посредством суммирования темпа закачки каждого насосного агрегата, участвующего в работе.

### **Типы боковых стволов**

Форма скважины может быть самой различной – стволы могут ответвляться на различной высоте от подошвы продуктивного пласта или на различных расстояниях друг от друга и иметь различные радиусы искривления, оканчиваться вертикально, наклонно или горизонтально вдоль пласта.

Большое разнообразие геолого-технических условий, различное состояние разработки месторождений, условия и способы эксплуатации требуют применения различных видов профиля, числа и протяжённости стволов многозабойной скважины.

Боковые стволы по типу проводки делятся на вертикально-наклонные, пологие (зенитный угол более  $60^\circ$ ) и горизонтальные.

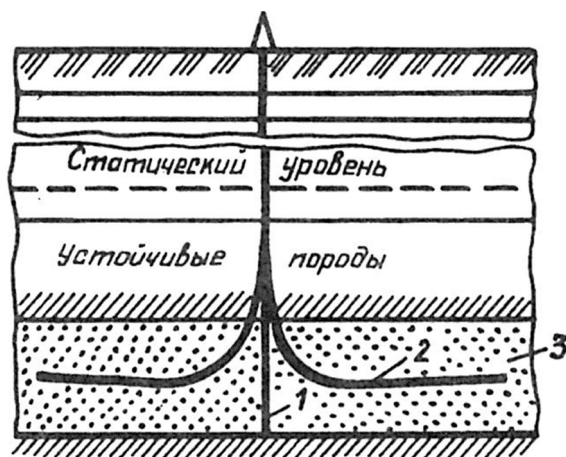
Выбор формы разветвления скважин зависит от толщины продуктивного пласта и его литологической характеристики, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции.

Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкости в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления.

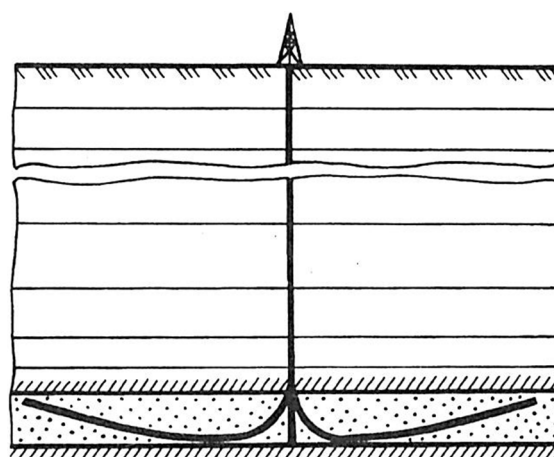
Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, толщины пласта, литологии, распределения твёрдости пород, степени устойчивости разреза.

Вертикально-наклонная проводка ствола экономически предпочтительнее в слабозаводнённых, чистонефтяных зонах залежей.

В водонефтяных, а также в чистонефтяных высокозаводнённых зонах наиболее эффективной является горизонтальная проходка по слабовыработанному интервалу продуктивного пласта с длиной горизонтальной части 100–200 м на расстоянии не менее 3–4 м от плоскости ВНК. На рисунке 2 показана схема скважины с горизонтальными стволами для условий пластовой залежи с однородным пластом. В однородном пласте боковые стволы размещают в средней по толщине части пласта при напорных режимах, в залежах с гравитационным режимом – в нижней части пласта, и желательно, чтобы профили стволов имели форму, показанную на рисунке 3, т.е. с небольшим подъёмом стволов в верхнюю часть пласта в периферийной зоне участка пласта.



**Рисунок 2** – Профиль скважины с вертикальным основным и горизонтальными дополнительными стволами: 1, 2 – соответственно основной и дополнительные стволы; 3 – нефтяной пласт



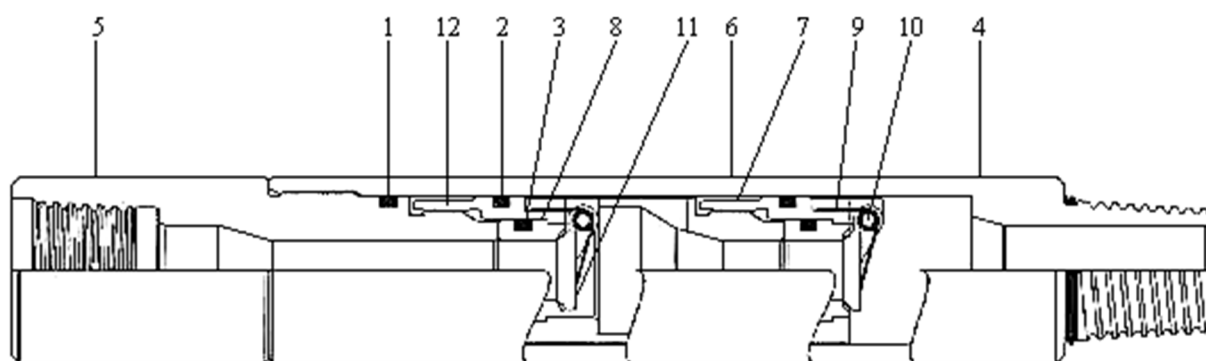
**Рисунок 3** – Профиль многозабойной скважины для разработки залежи на гравитационном режиме

Поскольку все реальные пласты в той или иной степени неоднородны, а в нефтепромысловой практике довольно часто встречается слоистая неоднородность, при которой проницаемость пласта в вертикальном направлении бывает равной или близкой к нулю, то бурение горизонтальных стволов в этих условиях будет нецелесообразно. Поэтому в низкопродуктивных чистонефтяных зонах залежей или в чистонефтяных с толщиной пласта менее 4 м предпочтение отдается пологой проходке по пласту с пересечением всей нефтенасыщенной толщины.

### Оборудование, применяемое при строительстве боковых стволов

#### Спускаемый через НКТ обратный клапан

Спускаемый через НКТ обратный клапан (рис. 4) опускается в скважину в составе колонны НКТ в качестве предохранительного механизма для предотвращения подъёма жидкости в НКТ. Это особенно важно при спуске гибких НКТ в скважину, находящуюся в эксплуатации, или в случае, если на поверхности через проходное сечение НКТ должно обеспечиваться неконтролируемое фонтанирование скважины.



**Рисунок 4** – Обратный клапан:

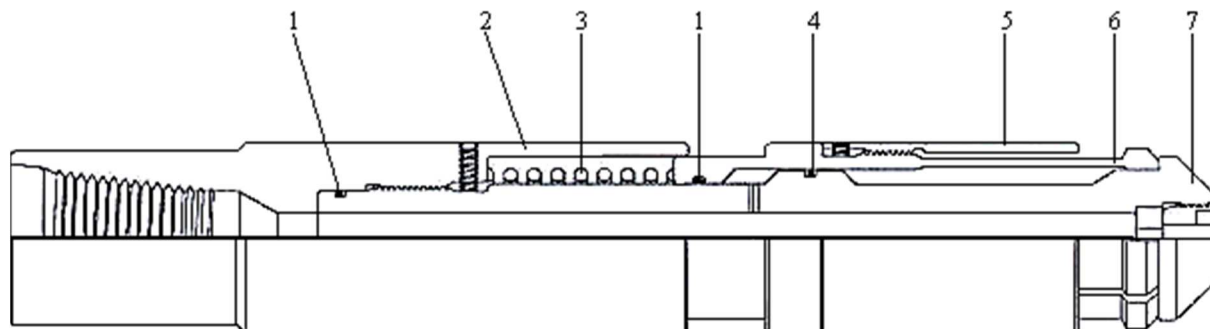
1, 2, 3 – уплотнительные кольца; 4 – нижний переводник; 5 – верхний переводник; 6 – корпус;  
7 – переводник поворотной створки; 8 – кольцевое уплотнение; 9 – пружина; 10 – ось шарнира;  
11 – створки; 12 – переводник верхней створки

Обратный клапан представляет собой створчатый клапан, который позволяет потоку поступать вниз по НКТ, но перекрывает обратный поток, направленный вверх по НКТ. В двухстворчатом обратном клапане имеются две створки с уплотнениями. Вторая створка является резервной для первой и может спускаться в скважину, если требуются резервные уплотнения. Конструкция створки позволяет прокачать через неё шар при минимальном расходе жидкости.

Обычно обратный клапан спускают в скважину непосредственно под соединителем ГНКТ при выполнении работ с использованием ГНКТ и на верхней части КНБК при спуске инструмента под давлением. Для эксплуатации инструмента не требуются никакие манипуляции с колонной труб или создание повышенного давления. Наличие обратного клапана необходимо учитывать при проведении некоторых операций в скважине, так как створка не позволяет выполнять сброс давления в НКТ на поверхность ниже обратного клапана. Обычно это не вызывает проблем, но всегда должно учитываться.

### **Гидравлическая трубуловка GS**

Гидравлическая трубуловка GS (рис. 5) разработана для задавливания аварийного инструмента, имеющего стандартную канатную ловильную шейку типа GS (называемую внутреннею типа). Гидравлическая трубуловка специально разработана для возможного закачивания по колонне гибких НКТ. Трубуловка зацепляется на ловильную шейку посредством незначительной разгрузки на аварийный инструмент. Если аварийный инструмент нельзя освободить, то трубуловка может быть отсоединена от ловильной шейки при закачке жидкости в рабочую колонну. Эта особенность конструкции позволяет избежать оставления какой-либо части ловильного инструмента в скважине, если аварийный инструмент извлечь не удалось. При оставлении какой части ловильной оснастки в скважине ловильные работы могут осложниться.



**Рисунок 5** – Гидравлическая трубуловка GS:

1 – уплотнительное кольцо; 2 – корпус усилителя; 3 – пружина;  
4 – уплотнительное кольцо; 5 – стопорный патрубок; 6 – захват; 7 – оправка

Гидравлическая труболочка GS разработана для использования с компоновками ясов и способна выдерживать большие ударные нагрузки от яса. В конструкции используется ловильная цанга для фиксирования на ловильной шейке, однако пальцы цанги не подвержены действию растягивающих нагрузок.

Конструктивные особенности и преимущества:

- захват с максимальным внутренним диаметром цанги позволяет захватывать большую площадь, чем обычные труболочки;
- закачиваемая, что позволяет удалять осадки песка или механические примеси с головы аварийного инструмента;
- многоразовый захват отсутствуют срезные штифты, требующие замены перед каждой операцией;
- нагрузка воспринимается оправкой, что до минимума сокращает напряжения в цангах.

### **Закачиваемая цементирующая пробка**

Закачиваемые цементирующие пробки хвостовика применяются для разделения скважинных флюидов и продажной жидкости от цементного раствора во время проведения работ по цементированию хвостовика. Закачиваемая цементирующая пробка стандартного типа применяется совместно с разделительными цементирующими пробками хвостовика.

Закачиваемая цементирующая пробка (рис. 6) очищает внутренние стенки колонны, на которой спускается хвостовик, при закачке продажной жидкости в конце цементирования. В нижней части колонны для спуска хвостовика цементирующая закачиваемая пробка входит в зацепление с разделительной цементирующей пробкой хвостовика, образуя единую пробку. Затем разделительная цементирующая пробка хвостовика очищает внутренние стенки хвостовика при цементировании.

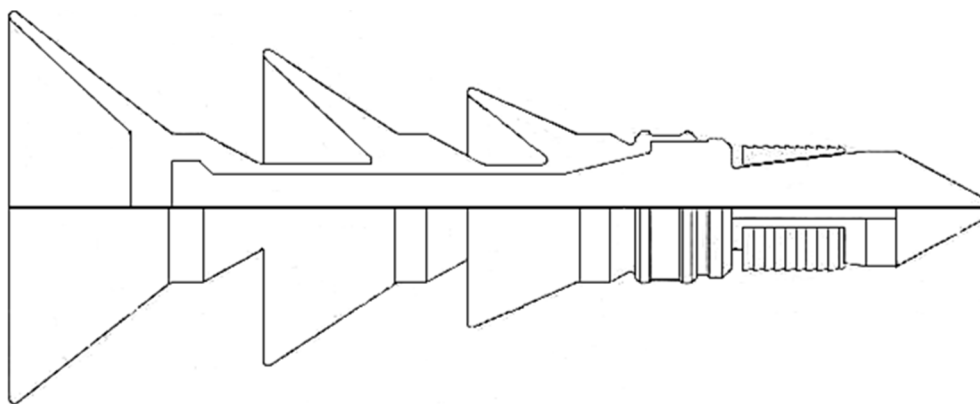


Рисунок 6 – Закачиваемая цементирующая пробка

Конструктивные особенности и преимущества:

- литое уплотнение корпуса обеспечивает герметичность между закачиваемой цементирующей пробкой и разделительной цементирующей пробкой хвостовика. Сердечник пробки упрочнен эластомером (полимерным материалом) для предотвращения размыва при циркуляции;
- сердечник пробки выполнен из фенопласта (в пробках стандартных типоразмеров), что позволяет ускорить разбуривание пробок;
- может применяться как эластомер из нитрила (при стандартном применении), так и эластомер из витона (для специального применения).

### **Механическая подвеска хвостовика Hyflo III**

Механическая подвеска хвостовика Hyflo III (рис. 7) представляет собой компактную и экономичную подвеску, предназначенную для подвешивания от коротких до средних хвостовиков.

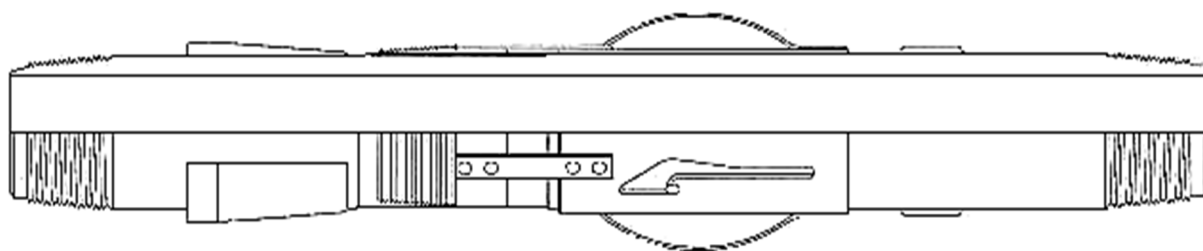


Рисунок 7 – Механическая подвеска хвостовика Hyflo III

Механическая подвеска хвостовика Hyflo III предназначена для подвески от коротких до средних хвостовиков. В стандартном исполнении подвеска оборудована автоматическим байонетным пазом левого вращения и спускается в скважину с установочным инструментом. Низкий профиль шлицов позволяет сократить вероятность их повреждения при спуске.

Конструктивные особенности и преимущества:

- автоматическое высвобождение байонетного паза левого или правого вращения;
- сваренная на шпильках компоновка каркаса устраняет необходимость использования винтов с плоской головкой, которые обычно срезаются под нагрузкой.

#### **Инструмент для извлечения пробок модели «СР-1»**

Инструмент для извлечения пробок модели «СР-1» компании «Ваker» (рис. 8) применяется для извлечения мостовых пробок и цементировочных фонарей компании «Ваker». Инструмент для извлечения пробок «СР-1». Инструмент для извлечения пробок имеет замок с левой трапецеидальной резьбой, который вкручивается в резьбы цементировочных фонарей или мостовых пробок. Конструкция замка обеспечивает захват резьбового канала по типу труболочки. Это полезно в случае, если резьба в корпусе пробки повреждена или заполнена цементом. По окончании фрезерных работ может быть извлечена оставшаяся часть пробки или цементировочного фонаря.

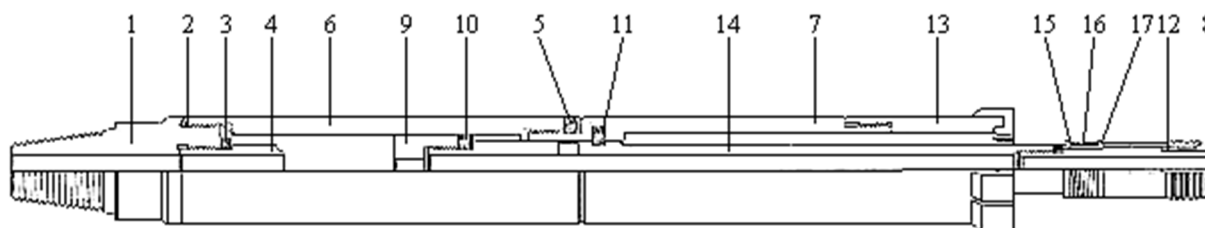


Рисунок 8 – Инструмент для извлечения пробок:

- 1 – верхний переводник; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – стопорный винт; 4 – защита резьбы;  
 5 – стопорный винт с шестигранной головкой; 6 – корпус верхней оправки;  
 7 – соединительная муфта переводника фрезера; 8 – переводник замка; 9 – кольцо муфты;  
 10 – стопорный винт; 11 – срезной винт; 12 – замок; 13 – башмак; 14 – нижняя оправка;  
 15 – стопор пружины; 16 – пружина; 17 – внутренняя обойма пружины

#### **Гидравлическая муфта ступенчатого цементирования**

Гидравлическая муфта ступенчатого цементирования с механизмом гидрозамка (рис. 9) используется для проведения ступенчатого цементирования и устанавливается над заколонным пакером при заканчивании скважины открытым стволом. Она состоит из внутренней втулки, скользящей внутри корпуса, которая перекрывает либо открывает заливочные отверстия в корпусе. Внутренняя втулка перемещается между двумя положениями с помощью смещающей цанги и блокируется в закрытом положении за счёт давления в колонне НКТ по окончании цементирования. Смещающая цанга, как правило, спускается между центральными манжетами манжетного надувного инструмента, который используется для заполнения заколонных пакеров при ступенчатом цементировании. Такая компоновка совместима с оснасткой, устанавливаемой за один или два спуска.



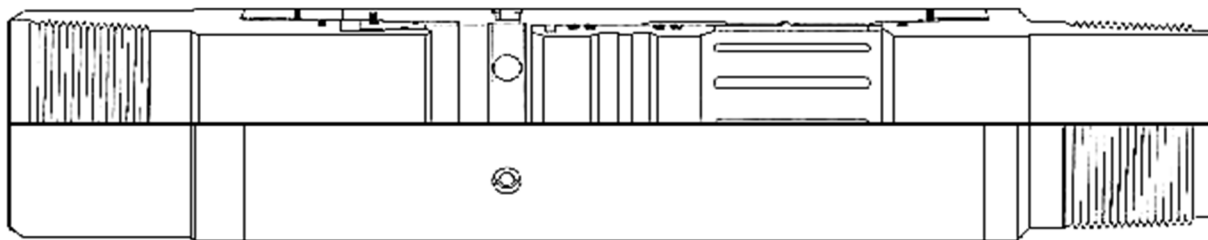


Рисунок 9 – Гидравлическая муфта ступенчатого цементирования

ГМСЦ спускается над самым верхним заколонным пакером в компоновке колонны для спуска хвостовика. После заполнения всех заколонных пакеров манжетный надувной инструмент устанавливается таким образом, чтобы он перекрывал ГМСЦ. Давление в рабочей колонне повышают до 300–500 фунтов/дюйм для разрыва разрушаемых диафрагм. После этого можно начать ступенчатое цементирование. После завершения цементирования манжетный инструмент поднимается, переводя внутреннюю втулку в закрытое положение. Давление в трубах повышают с тем, чтобы удостовериться, что ГМСЦ закрыта и держит давление. При повышении давления, действующего на закрытый клапан, срабатывает замковый механизм, в результате чего внутренняя втулка постоянно фиксируется в закрытом положении. После этого из рабочей колонны сбрасывают давление и проводят испытание на приток для того, чтобы удостовериться, что клапан закрыт. Замковый механизм позволяет использовать муфту при проведении работ по заканчиванию, сопровождаемых многочисленными спусками различных цанг манжетного инструмента и т.д. без угрозы произвольного открытия муфты.

#### **Затрубный пакер модели CMXX-Isozone**

Затрубный пакер модели CMXX-Isozone (рис. 10) является пакером для первичного цементирования и изоляции интервалов, имеющим надувной уплотнительный элемент и спускаемый на обсадной колонне для герметизации пространства между обсадной колонной и стволом скважины.



Рисунок 10 – Затрубный пакер модели CMXX-Isozone

Затрубный пакер CMXX-Isozone имеет сплошной ствол на участке уплотнительного элемента, что позволяет использовать высококачественные резьбы во всех резьбовых соединениях. Надувной уплотнительный элемент расширяется при закачивании жидкости по обсадной колонне так же, как и при выполняемом цементировании, перекрывая, таким образом, затрубное пространство.

Затрубный пакер CMXX-Isozone выпускается для обсадных труб большинства диаметров, линейных плотностей марок стали и типов резьбовых соединений. Затрубный пакер имеет надувной элемент с секционными ребрами жёсткости с каждого конца элемента. Ребра выполнены из полос нержавеющей стали, перекрывающих друг друга и образующих оболочку с каждого конца надувного элемента при его расширении.

Затрубный пакер модели CMXX-Isozone можно использовать как цементировочный пакер, так и для изоляции пластов при заканчивании скважин без цементирования забоя. Затрубный пакер имеет следующие конструктивные особенности и преимущества:

- изоляция интервалов: перекрывает ствол скважины между интервалами в дополнении к цементному кольцу или уплотнению;
- защищает цементное кольцо: образование каналов в цементном кольце предотвращается путём перекрытия путей миграции газа или жидкости, в результате чего целостность цементного кольца не нарушается;
- защищает чувствительные пласты: пласты, чувствительные при воздействии на них цементного раствора, защищаются от ухудшения коллекторских свойств;

- позволяет цементировать глубокие скважины без повреждения нижних пластов: в глубоких скважинах можно проводить ступенчатое цементирование для защиты нижних пластов от высоких перепадов давления от воздействия большого столба цементного раствора;
- равномерное распределение цементного раствора: затрубный пакер центрирует обсадную колонну в стволе скважины, за счёт чего цементный раствор равномерно распределяется вокруг обсадной колонны;
- надёжная четырёхклапанная система: для заполнения пакера цементным раствором используется клапанная система из четырёх клапанов;
- верхняя клапанная муфта: воспринимает истинное затрубное давление, что позволяет точно и правильно заполнять пакер;
- уравновешенные концевые узлы: предотвращает повреждение концевых узлов при спуске в скважину;
- ствол с прочным покрытием исключает повреждение уплотнительного элемента в результате трения при движении колонны, как при расхаживании, так и при вращении;
- высококачественные резьбовые соединения.

### ***Посадочная муфта Бейкер тип I***

Посадочная муфта Бейкер тип I (рис. 11), а также посадочная муфта Бейкер тип I «РТ» (с высокогерметичным резьбовым соединением) обеспечивает возможность закоривания подвесной пробки в колонне труб.

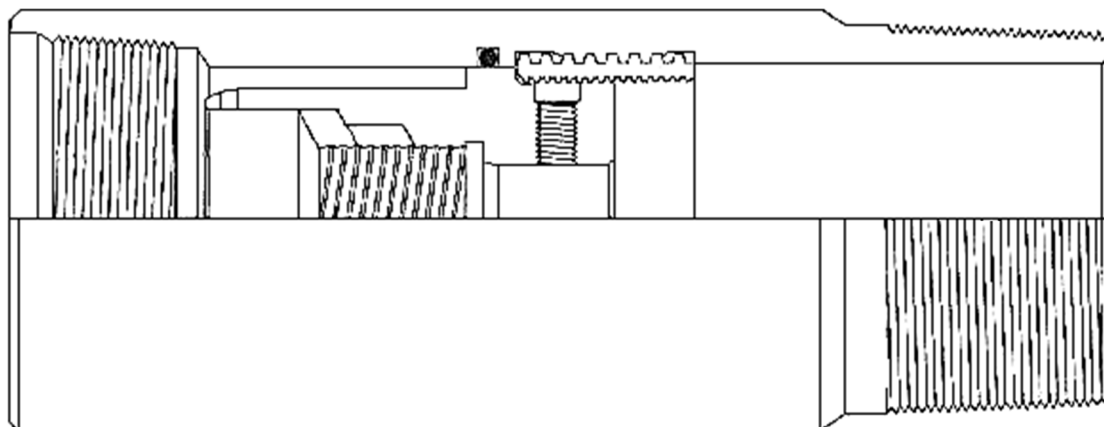


Рисунок 11 – Посадочная муфта Бейкер тип I

Посадочная муфта Бейкер тип I применяется при цементировании хвостовиков, стыковочных колонн или обсадных колонн большой длины, для закоривания (застопоривания) секционной цементной пробки.

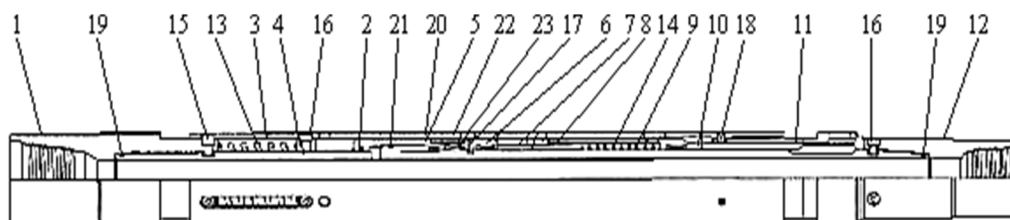
Посадочная муфта имеет следующие характеристики:

- разбуриваемость – в данных инструментах используются алюминиевые вкладыши, что облегчает их разбуривание;
- надёжное закоривание – анкерная упорная резьба вкладыша предотвращает выдавливание подвесной пробки давлением снизу после её фиксации в посадочном месте;
- стопорное устройство – стопорное устройство вкладыша предотвращает вращение подвесной пробки, что облегчает её разбуривание;
- сохранность характеристики прочности на разрыв, смятие, натяжение и кручение обычно равняются или превосходят прочностные характеристики колонны.

### ***Инструмент для спуска хвостовика на гибких НКТ***

Инструмент для спуска хвостовика гибких НКТ (рис. 12) присоединяется к установочной втулке хвостовика гибких НКТ и обеспечивает спуск хвостовика на требуе-

мую глубину на гибких НКТ, установку подвески хвостовика и освобождение хвостовика до начала цементирования. В компоновку инструмента входят первичное гидравлическое освобождающее устройство вместе с аварийным механическим освобождающим устройством, работающим аналогично ловильному инструменту. Данный инструмент оснащён безрезьбовым цанговым патроном, посредством которого инструмент надёжно удерживает вес хвостовика. Поскольку патрон не имеет резьбовых соединений, опасность их отворачивания во время спуска хвостовика в скважину устраняется, и он не может быть потерян.



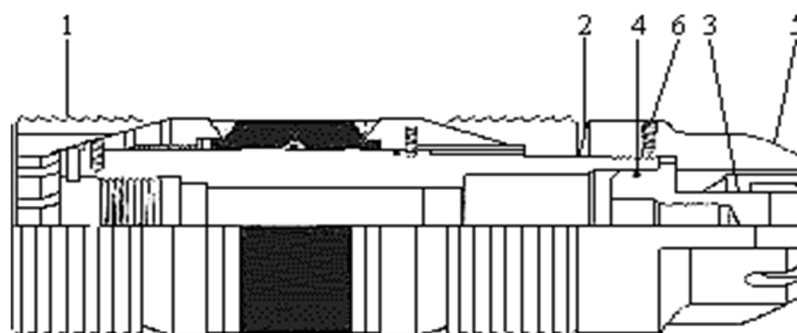
**Рисунок 12** – Инструмент для спуска хвостовика:

- 1 – верхняя соединительная муфта; 2 – сердечник; 3 – верхняя приводная втулка; 4 – стопор пружины;
- 5 – цилиндр; 6 – срезное кольцо; 7 – держатель срезного кольца; 8 – гайка кожуха пружины;
- 9 – кожух пружины; 10 – цанговый патрон; 11 – нижняя приводная втулка;
- 12 – нижняя соединительная муфта; 13 – пружина приводной втулки; 14 – пружина цангового патрона;
- 15 – винт; 16 – винт с низкопрофильной головкой; 17 и 18 – винт с потайной головкой;
- 19, 20 и 21 – уплотнительное кольцо; 22 – гайка стопорного кольца; 23 – стопорное кольцо

Присоединяется к установочной втулке хвостовика гибких НКТ и обеспечивает спуск хвостовика на требуемую глубину на гибких НКТ, установку подвески хвостовика и освобождение хвостовика до начала цементирования. В компоновку инструмента входят первичное гидравлическое освобождающее устройство вместе с аварийным механическим освобождающим устройством, работающим аналогично ловильному инструменту. Данный инструмент оснащён безрезьбовым цанговым патроном, посредством которого инструмент надёжно удерживает вес хвостовика. Поскольку патрон не имеет резьбовых соединений, опасность их отворачивания во время спуска хвостовика в скважину устраняется, и он не может быть потерян.

### **Мостовая пробка модели «N-1»**

Мостовая пробка модели «N-1» компании «Ваker» (рис. 13) представляет собой разбуриваемую мостовую пробку, обычно используемую для изоляции интервалов в процессе стимулирования или цементировочных работ или для временного либо постоянного закрытия скважины. Пробку модели «N-1» можно легко переоснастить в цементировочный пакер. Конструкция пробки модели «N-1» позволяет выбурить верхнюю часть корпуса и собственно мостовую пробку, обеспечив выравнивание давления через инструмент перед разбуриванием верхних шплисов. Для сведения к минимуму количества материала, разбуриваемого центральной частью долота, применяется механизм со срезным кольцом.



**Рисунок 13** – Мостовая пробка:

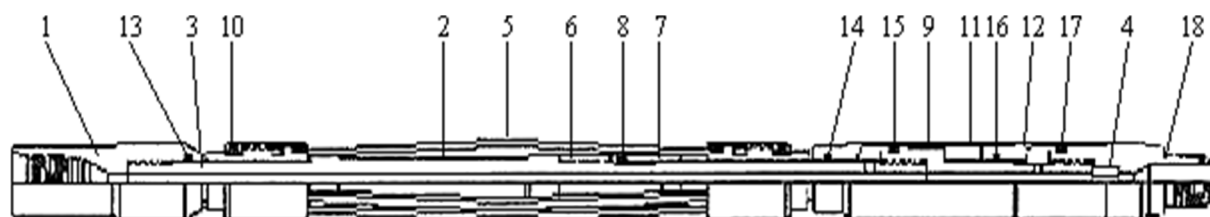
- 1 – верхний шплис для канатной установки; 2 – шайба; 3 – мостовая пробка; 4 – уплотнительное кольцо;
- 5 – направляющая мостовой пробки; 6 – установочный винт

Свойства и достоинства мостовой пробки:

- возможность использования различных способов установки канатной, механической и гидравлической;
- высокие рабочие характеристики пробки большинства размеров работают до 10000 фунтов/дюйм<sup>2</sup>, 400 °F;
- лёгкость спуска в скважину;
- увеличенный зазор и фиксируемая конструкция обеспечивают ускоренный и более безопасный спуск в скважину при уплотняющем элементе с фиксацией от смещения при свабировании;
- стопорное кольцо корпуса воспринимает усилие установки, приложенное к элементу, фиксируя уплотнение в ходе изменений знака давления.

### **Гидравлический центратор**

Гидравлический центратор (рис. 14) для работ через подъёмные трубы централизует колонну ловильного инструмента в обсадной трубе во время ловильных работ в скважине. Центратор спускается в скважину с дугообразными пружинами во втянутом положении, таким образом совершая лёгкий проход через НКТ. Как только начинаются ловильные работы, поток, проходящий через центратор, расширяет пружины, и они входят в контакт со стенкой обсадной трубы, централизуя ловильную колонну в скважине. Гидравлический бурильный центратор может также использоваться при фрезеровании и расширении ствола скважины для стабилизации сборки низа буровой колонны.



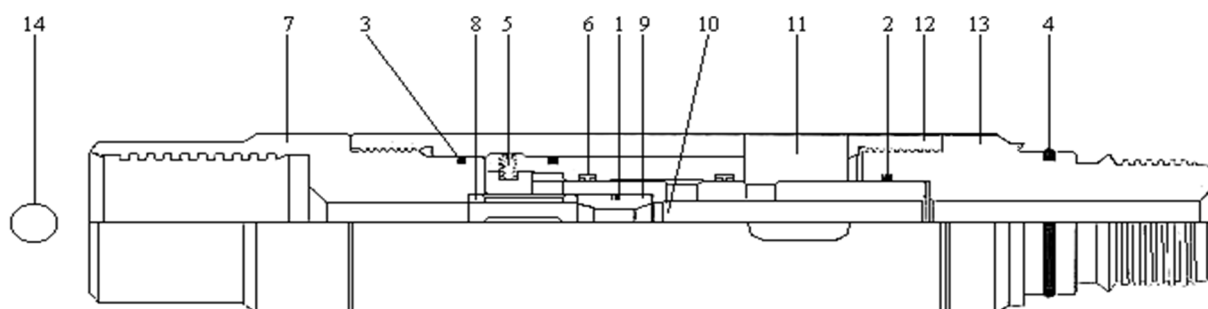
**Рисунок 14** – Гидравлический центратор:

- 1 – верхний переводник; 2 – оправка; 3 – хомут; 4 – штуцер; 5 – пружина; 6 – контргайка;  
7 – промежуточная прокладка; 8 – стопорный винт; 9 – нижняя оправка; 10 – стопорный винт;  
11 – поршень; 12 – расширяющий поршень; 13, 14, 15, 16, 17 и 18 – уплотнительные кольца

В центраторе предусмотрен специальный штуцер, позволяющий проход потока через инструмент во время ловильных работ для создания обратного давления. Этот перепад давления влияет на поршень внутри инструмента, который действует на дугообразные пружины, что вынуждает их расшириться и войти в контакт со стеной обсадной трубы, таким образом обеспечивая подъёмную силу в колонне инструментов. Сила давления на поршень зависит от скорости потока через инструмент. До спуска колонны подбирается такое сечение устанавливаемого штуцера, применение которого позволяет раздвигать ужины при нужной скорости нагнетания. Это при необходимости позволит осуществить прокачку через инструмент без разворота пружин. Как только поток останавливается, пружины возвращаются в исходное положение и могут быть легко извлечены из эксплуатационной насосно-компрессорной колонны.

### **Спускаемый через НКТ надувной клапан**

Спускаемый через НКТ совместно с извлекаемой и постоянной мостовой пробкой надувной клапан (рис. 15) обеспечивает проход жидкости между НКТ и затрубным пространством, что позволяет жидкости циркулировать вниз по НКТ в процессе спуска в скважину. Ещё одна важная функция надувного клапана заключается в выравнивании давления от ВД мостовой пробки до обсадной колонны, спускаемой в скважину. Это предотвращает повреждение пакерующего элемента и предотвращает избыточно плотную посадку тарельчатого клапана в седло под действием давления в обсадной колонне.



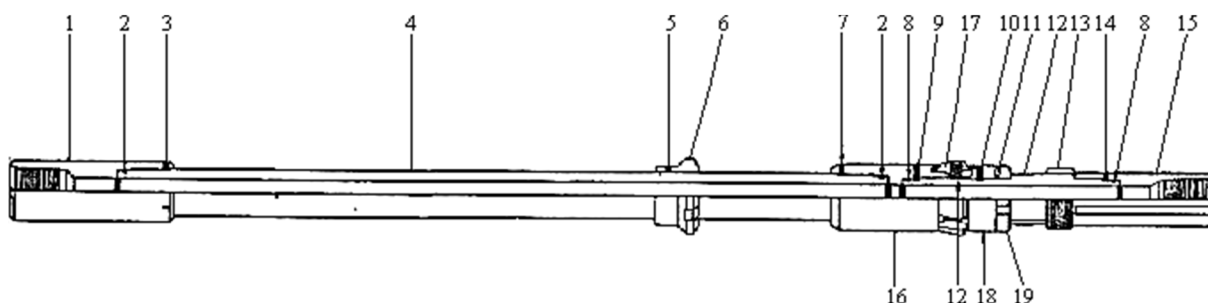
**Рисунок 15** – Надувной клапан:

1, 2, 3 и 4 – уплотнительные кольца; 5 – срезной винт; 6 – т-образное уплотнение; 7 – верхний переводник; 8 – распорная втулка; 9 – седло шара; 10 – поршень; 11 – корпус; 12 – кожух; 13 – нижний переводник; 14 – рабочий шар

В спускаемом через НКТ надувном клапане имеются каналы, по которым жидкость поступает от ВД инструмента к обсадной колонне. В процессе циркуляции при спуске в скважину через эти каналы происходит циркуляция жидкости. Кроме того, через эти каналы выравнивается давление, воздействующее на мостовую пробку. Когда необходимо установить инструмент, в надувной клапан сбрасывается шар, который перекрывает сообщение с пространством ниже клапана и с циркуляционными каналами. Затем давление, созданное в НКТ, смещает втулку, которая перекрывает каналы к обсадной колонне и открывает проход жидкости вокруг шара к расположенной внизу пробке.

### **Установочный инструмент С-2**

Установочный инструмент С-2 (рис. 16) предназначен для спуска и посадки потайных колонн. Стандартный инструмент может быть доукомплектован фиксирующим узлом посадки пакера, имеющим раскрываемые под действием пружин упорные сухари для спуска и посадки хвостовиков, в компоновку которых входит пакер потайной колонны, устанавливаемый под действием веса колонны. Низ установочного инструмента С-2 имеет присоединительную резьбу 8 ниток/дюйм, что даёт возможность использовать любой из четырёх типов цементировочных сальниковых узлов. Гайка с плавающей шлицевой посадкой, имеющая наружную левую трапецеидальную резьбу, присоединяется к установочному патрубку пакера хвостовика и воспринимает нагрузку веса потайной колонны при спуске её в скважину. Узел шарикового подшипника, расположенный над плавающей гайкой, воспринимает нагрузку веса хвостовика при освобождении установочного инструмента из соединения с установочным патрубком пакера путём вращения колонны буровых труб вправо.



**Рисунок 16** – Установочный инструмент С-2:

1 – верхний переводник; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – установочный винт; 4 – верхняя штанга; 5 – установочный винт; 6 – головка; 7 – установочный винт; 8 – уплотнительное кольцо; 9 – установочный винт; 10 – установочный винт; 11 – шарик подшипника; 12 – сердечник; 13 – плавающая гайка; 14 – установочный винт; 15 – нижний переводник; 16 – ниппель; 17 – распорная гильза; 18 – верхнее кольцо подшипника; 19 – нижнее кольцо

### **Улавливающий переводник срезного типа**

Улавливающий переводник (рис. 17) для бурового шлама используется вместе с системами фрезерования выхода из обсадной колонны с использованием уипстока.

Переводник препятствует попаданию шлама на верхнюю часть якорной системы. Падение шлама может затруднить подъём извлекаемых якорных систем.



Рисунок 17 – Улавливающий переводник срезного типа

Ловильная воронка устанавливается на переводник со скользящей посадкой. Фиксация ловильной воронки во время транспортировки осуществляется с помощью резьбового протектора. Имеется два варианта конструкции переводника проходными каналами и без них. Вариант с проходными каналами используется для обеспечения прохождения жидкости в КНБК во время операций спуска. Переводник без проходных каналов используется только вместе с однорейсовой системой зарезки «WindowMaster». С данной системой нельзя использовать переводник с каналами, так как это помешало бы гидравлической установке пакера.

#### **Разъединитель срезного типа**

Разъединитель срезного типа (рис. 18) является предохранительным разъединяющим срезным переводником, спускаемым между извлекаемым отклонителем и якорной системой. Этот инструмент обеспечивает отсоединение отклонителя от якоря, если якорь по какой-либо причине не отсоединяется.

Срезное соединение разъединителя срезного типа включает срезное кольцо или срезные винты в зависимости от типоразмера инструмента. Срезное усилие легко изменяется путём замены срезного кольца или уменьшения числа срезных винтов. При превышении усилия натяжения срезное соединение разъединяется, оставив в скважине обращённую вверх наружную ловильную шейку. Затем отклонитель и все детали, расположенные над разъединителем срезного типа, можно извлечь из скважины. После этого узел в составе овершота и ловильного яса можно применить для захвата оставшейся части разъединителя и якорной системы.

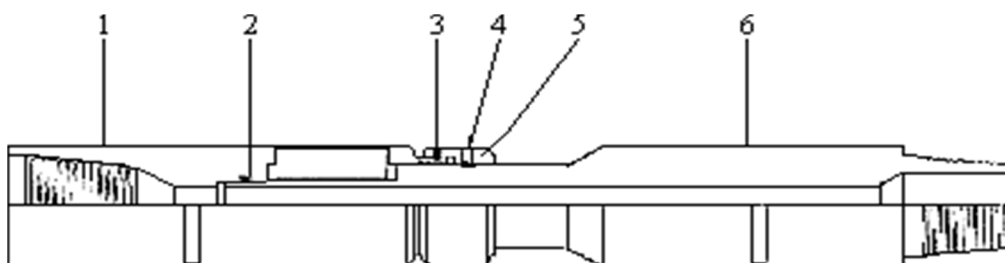


Рисунок 18 – Разъединитель срезного типа:

1 – верхний переводник; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – установочный винт;  
4 – срезное кольцо; 5 – фиксатор срезного кольца; 6 – оправка

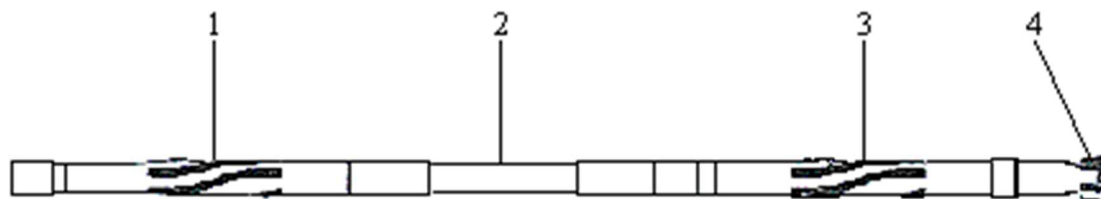
Свойства и достоинства разъединителя срезного типа:

- позволяет извлечь отклонитель в случае неэффективности основного метода разъединения, обеспечивая извлечение отклонителя даже при появлении осложнений;
- соединение является поворотным и приспособлено к выдерживанию высоких вращающих нагрузок;

- возможность регулирования значения срезающего усилия позволяет выполнять оснастку одного и того же инструмента для различных внутрискважинных условий;
- после срезания остаётся обращённая вверх стандартная ловильная шейка.

### **Система для фрезерования окна**

Система для фрезерования окна (рис. 19) за один рейс «WindowMaster» служит средством для эффективного выхода из обсадной колонны и устройства окна, пригодного для спуска через него в скважину КНБК, хвостовиков и оборудования для заканчивания скважины. Обычно всё окно удаётся выполнить за один рейс бурильной трубы. За один рейс выполняется начальный разрез, фрезеруется окно и бурится направляющая скважина для последующего разбуривания с помощью КНБК.

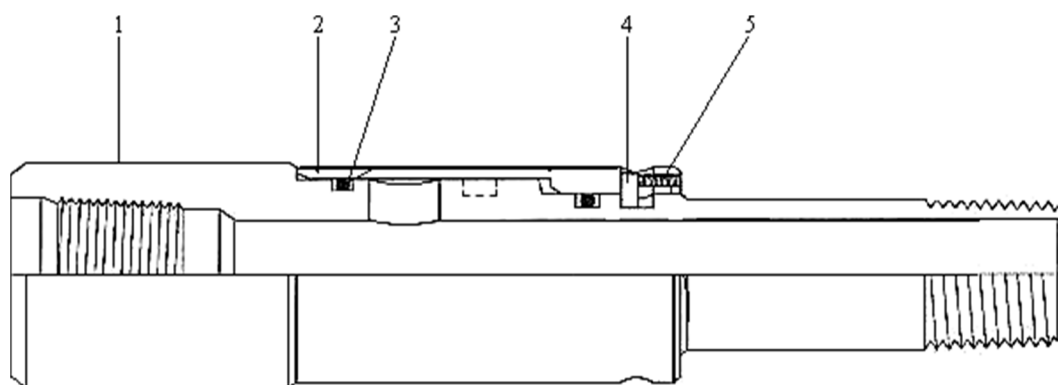


**Рисунок 19** – Система для фрезерования окна:

1 – верхнего рейбера; 2 – гибкого сочленения; 3 – нижнего рейбера; 4 – фрезера для прорезывания окон

### **Циркуляционная муфта**

Циркуляционная муфта (рис. 20), срабатывающая под действием давления, модель «Р», используется как средство открытия доступа из НКТ в затрубное пространство и может устанавливаться в любой точке колонны НКТ. В основном она применяется для открытия НКТ между двумя пакерами РІР при их использовании в качестве сдвоенного пакера. Циркуляционная муфта состоит из двух узлов корпуса циркуляционной муфты, представляющего собой цельный блок, и наружной муфты, которая крепится в закрытом положении срезными штифтами. Установленные на наружном корпусе уплотнительные кольца уплотняют отверстия в корпусе, предотвращая движение флюида из НКТ в затрубное пространство или наоборот.



**Рисунок 20** – Циркуляционная муфта:

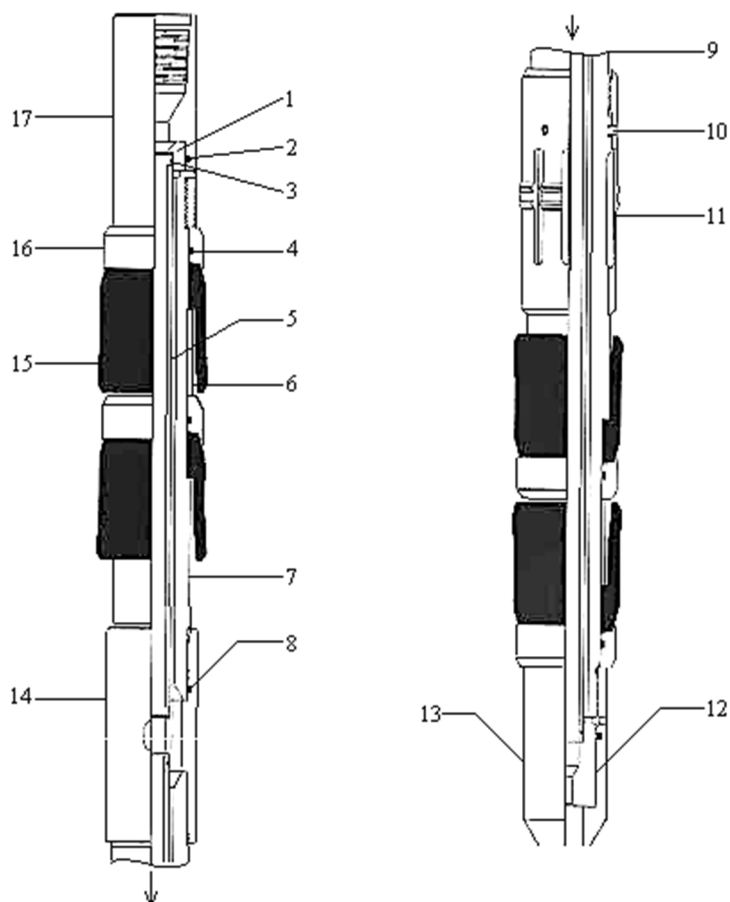
1 – корпус; 2 – наружная муфта; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – срезной штиф; 5 – установочный винт

### **Надувной инструмент**

Надувной манжетный инструмент (рис. 21) предназначен для избирательного надувания одного или нескольких затрубных пакеров, а затем должен использоваться для управления гидравлической цементировочной скользящей муфтой при выполнении одноступенчатого цементирования над самым верхним пакером.

Надувной инструмент с манжетами является сдвоенным инструментом. Две обращённые вверх и две обращённые вниз манжеты обеспечивают изоляцию нагнетательного канала и микрокольцевого пространства между манжетами, а внутренние

оправки обеспечивают проходной канал для циркуляции затрубных флюидов и для предотвращения свабирования при перемещении инструмента.



**Рисунок 21** – Надувной инструмент:

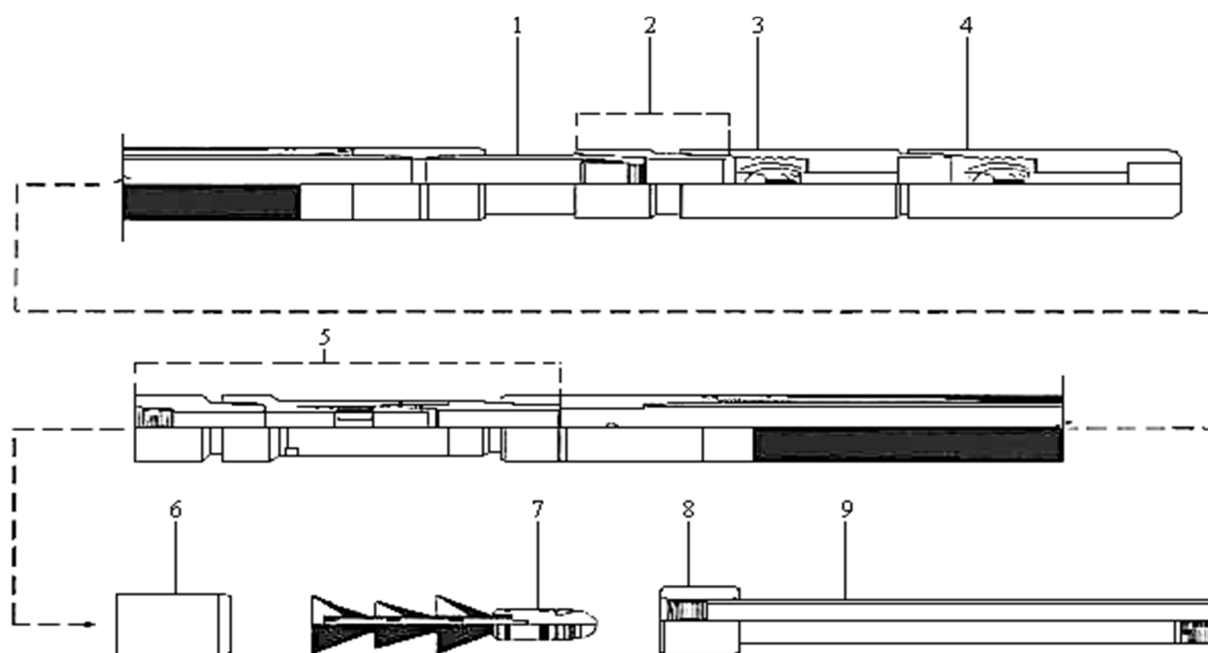
- 1 – байпасная регулировочная прокладка; 2, 3 и 4 – уплотнительные кольца; 5 – внутренний патрубок; 6 – распорка манжеты; 7 – верхняя манжета; 8 – уплотнительное кольцо; 9 – нижняя манжетная оправка; 10 – винт; 11 – цапга; 12 – седло шара; 13 – конический наконечник; 14 – байпасный переводник; 15 – манжета пакера; 16 – втулка; 17 – соединительный переводник

### **Комплекс для ликвидации скважин**

Комплекс для ликвидации скважин (рис. 22) с установкой мостовой пробки предназначен для установки постоянной мостовой пробки в необсаженном стволе скважины совместно с затрубными пакерами. Закачка цементного раствора для надувания затрубного пакера обеспечивает постоянную герметизацию благодаря уплотнению резиновой манжеты на стенке скважины. Внутренний диаметр затрубного пакера закрывается башмаком обратного клапана, защёлкой в отсоединяющем наконечнике и самим цементным раствором. Излишне закаченный цементный раствор выходит вверх затрубного пакера, обеспечивая дополнительную надёжность его фиксации. Такая установка представляет собой наилучший метод надёжного тампонирувания для качественного изолирования участка ствола скважины с большим углом искривления или горизонтальной скважины.

Комплект, состоящий из башмака обратного клапана, муфты и гидравлического разъединителя, присоединяется к затрубному пакеру и спускается в скважину в составе бурильной колонны. По достижении заданной глубины установки пробка прокачивается вниз через бурильную колонну – процесс, за которым следует раздувание цементным раствором и закачка раствора замещения. Закачиваемая пробка фиксируется в седле, расположенном ниже затрубного пакера, который при этом раздувается, давление увеличивается и приводится в действие гидравлический разъединитель. После этого бурильная колонна извлекается из скважины, сбрасывая остатки цементного раствора на верхнюю часть мостовой пробки.



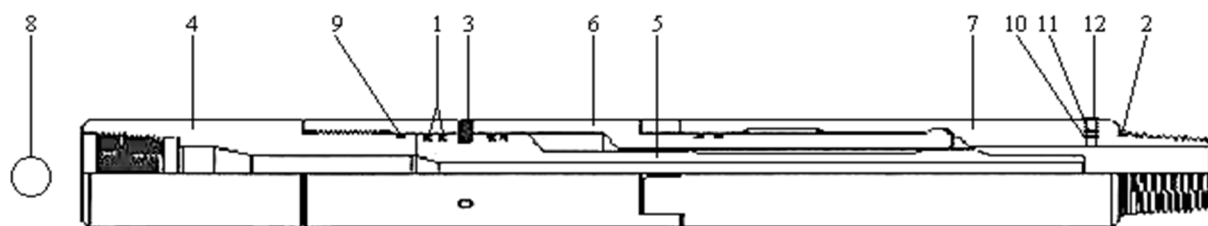


**Рисунок 22** – Комплекс для ликвидации скважин:

- 1 – короткий переводник; 2 – посадочная муфта; 3 – муфта обратного клапана;  
4 – башмак обратного клапана; 5 – гидравлический разъединитель; 6 – поропластовый тампон;  
7 – наконечник с ребрами; 8 – соединительная муфта; 9 – короткий переводник

### **Гидравлические разъёмные соединения «FA» и «FAU»**

Гидравлические разъёмные соединения «FA» и «FAU» (рис. 23) разработаны для применения с гибкими НКТ с целью обеспечения разъединения от инструментов, расположенных ниже разъёмного соединения, что позволяет поднять НКТ в случае застревания инструментальной колонны. Разъёмное соединение обычно ставится сразу под соединительной муфтой и обратным клапаном. Прибор блокируется вращением для его совместимости с инструментами, создающими вращающий момент.



**Рисунок 23** – Гидравлическое разъёмное соединение:

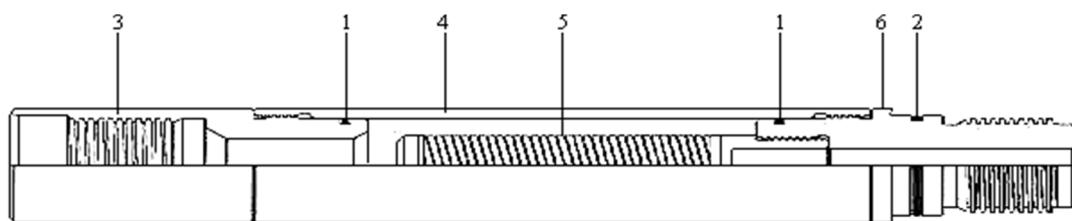
- 1, 2 – уплотнительные кольца; 3 – срезной винт; 4 – верхний переводник; 5 – поршень;  
6 – цанговый патрон; 7 – седло цангового патрона; 8 – шар; 9 – уплотнительное кольцо;  
10 – разрывной диск; 11 – прижимное кольцо; 12 – прижимная пробка

В цанговом седле устанавливается разрывной диск, который герметизирует канал между внутренней частью инструмента и кольцевым пространством снаружи. Если по каким-либо причинам колонна прекратила работу и движение потока остановлено, диск может быть разрушен и поток выпущен в кольцевое пространство под седлом шарового клапана разъёмного соединения. Как только этот канал открыт, можно сбрасывать шар для разъединения инструмента. Давление разрыва диска корректируется выбором соответствующего диска перед спуском инструмента.

### **Спускаемый через НКТ переводник-фильтр**

Спускаемый через НКТ переводник-фильтр (рис. 24) представляет собой внутрискважинный фильтр для жидкости, используемый для фильтрации содержащейся в надувающей жидкости твёрдой фазы, которая может забить каналы для прохода жид-

кости для надувания или верхний клапан надувной мостовой пробки. Особенно важно использовать переводник при спуске инструмента на трубной резьбе из-за трубной окалины. Он бывает полезен при выполнении многих операций с использованием гибких НКТ, если в НКТ остался песок от предыдущей операции или если в подаваемой воде содержится твёрдая фаза. Этот инструмент не пригоден для спуска совместно с пакером, так как он не пропускает шар и не может обеспечить фильтрацию всей жидкости для обработки, которая пропускаться бы через него.



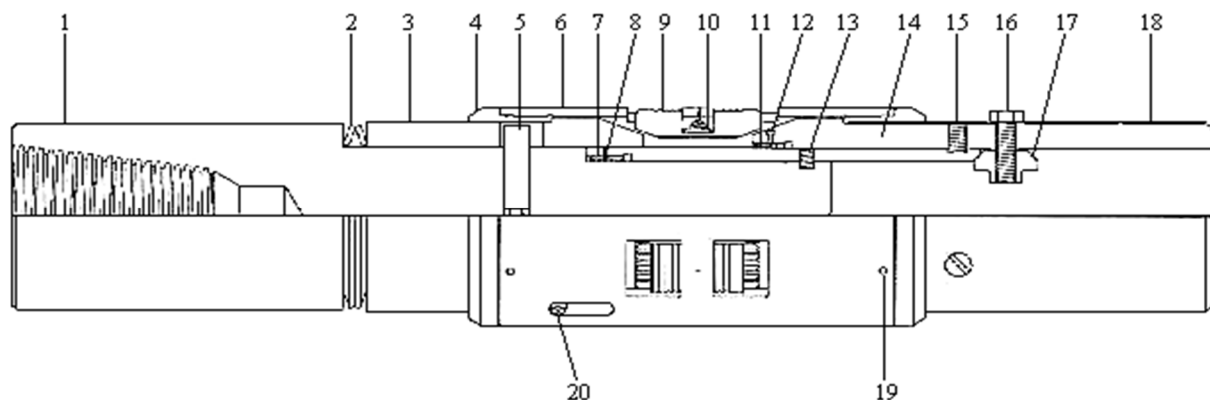
**Рисунок 24** – Переводник фильтр:

1, 2 – уплотнительные кольца; 3 – верхний переводник; 4 – корпус; 5 – фильтр; 6 – нижний переводник

Переводник представляет собой корпус, внутри которого находится намотанный проволочный фильтр. Проволочная намотка защищает тонкий ситчатый фильтр, а также отсеивает крупные частицы. Прокачиваемая через НКТ жидкость проходит через фильтр, который задерживает твёрдую фазу. Фильтр имеет большое проходное сечение, не препятствующее прохождению потока и сводящее засорение фильтра к минимуму. В имеющемся в нижней части инструмента отстойнике собирается отфильтрованная твёрдая фаза.

#### **Извлекаемый якорь «TorqueMaster»**

Извлекаемый якорь «TorqueMaster» (рис. 25) с нижней установкой используется для крепления отклонителя в стволе скважины. Он является альтернативой компоновке в составе пакера/якоря и крепится к нижней части отклонителя посредством соединения бурильной трубы. В основном он используется вместе с однорейсовой системой фрезерования окон «WindowMaster», но может также спускаться в скважину вместе с двухрейсовой системой фрезерования окон. Для выполнения последовательности установки требуется только наличие препятствия снизу. Таким препятствием может быть постоянная или извлекаемая мостовая пробка, верхняя часть цементного камня, верхняя часть хвостовика, эксплуатационный пакер и т.д. При использовании извлекаемого якоря «TorqueMaster» с нижней установкой может применяться метод ориентации с использованием универсального отклоняющего переводника или с использованием систем ИПБ.



**Рисунок 25** – Извлекаемый якорь «TorqueMaster»:

1 – корпус; 2 – тарельчатая пружина; 3 – верхний конус; 4 – калибровочное кольцо; 5 – установочный штифт; 6 – обойма под шлипсы; 7 – стопорное кольцо корпуса; 8 – цилиндрический штифт; 9 – торсионный шлипс; 10 – пружина шлипса; 11 – стопорное кольцо корпуса; 12 – винт с головкой под торцевой ключ; 13 – срезной винт; 14 – срезная втулка; 15 – срезной винт; 16 – винт с головкой под торцевой ключ; 17 – контргайка; 18 – нижний конус; 19 – установочный винт; 20 – винт

### Конструкция технологической оснастки для спуска подвески и цементирования «хвостовика» диаметром 102 мм

Комплект состоит из установочного инструмента, многократно используемого для спуска «хвостовика» и набора элементов технологической оснастки ТГС для комплектации «хвостовика» диаметром 102 мм и цементирования его с различным вариантом оснащения (с клиновой подвеской или без, с пакером или без и т.д.) (рис. 26).

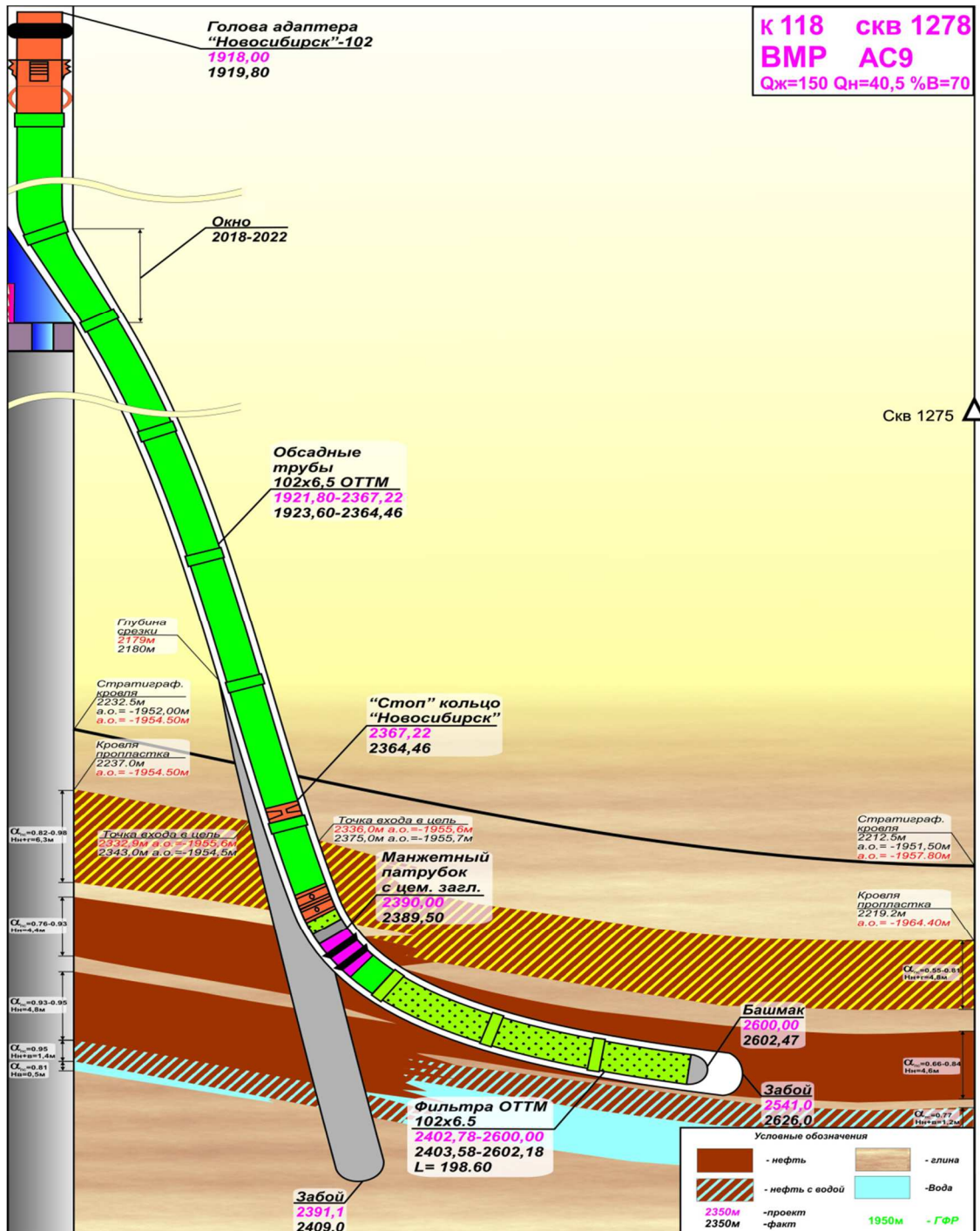


Рисунок 26 – Схема проводки бокового ствола по скважине № 1278 куста 118 Красновского месторождения

Установочный инструмент предназначен для спуска в скважину, приведения в действие технологической оснастки ТГС, для цементирования «хвостовика» и разъединения от «хвостовика» после цементирования или до цементирования.

В комплект установочного инструмента входят:

- толстостенная переходная труба для присоединения к бурильному инструменту диаметром 2 7/8" (73 мм):
  - соединительная резьба;
  - со стороны забоя – ниппель 3-73 ГОСТ 623-80;
  - со стороны устья – муфта 3-86 ГОСТ 5286-75;
  - длина трубы – 2 м;
  - наружный диаметр – 80 мм;
  - внутренний диаметр – 54 мм;
- центратор-фильтр («корзина») переходной трубы, предназначенный для цементирования переходной трубы в корпусе адаптера (направляющая часть «головы» «хвостовика» над «левой» разъединительной резьбой);
- предотвращения попадания в адаптер шлама и посторонних металлических предметов;
  - посадочная головка с механизмом выдвижных торцевых упоров, предназначенных для создания осевого усилия на пакер и фиксации его в открытом положении;
  - корпус «левого» переводника с механизмом фиксации резьбы, предназначенный для разъединения колонны бурильных труб диаметром 2 7/8" (73 мм) с головой «хвостовика»:
    - резьба специальная, трапецеидальная «левая»;
    - общее число витков резьбы – не менее 20;
  - сальниковый узел, предназначенный для сохранения герметичности внутреннего пространства бурильных труб и «хвостовика» после их разъединения;
  - полированный шток, предназначенный для размещения сальникового узла, его перемещения по штоку и сохранения герметичности внутреннего пространства бурильных труб и «хвостовика» после их разъединения:
    - длина штока – 4,62 м;
    - наружный диаметр – 847,6-54 мм;
    - внутренний диаметр – 38,1 мм;
  - переходная муфта, предназначенная для подвешивания очистительной пробки хвостовика и извлечения сальникового узла.

В таблице 2 приведены основные технические данные и характеристики установочного инструмента.

**Таблица 2** – Основные технические данные и характеристики установочного инструмента

№№ n/n	Характеристика	Значение
1	Максимальное значение, кгс/см <sup>2</sup> , не менее	350
2	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup>	250
3	Максимальный наружный диаметр, мм.	101
4	Максимальное усилие растяжения (кроме полированного штока), тонн	70
5	Максимальный диаметр торцевого упора в открытом положении, мм	120
6	Максимальное усилие сжатия по торцевым упорам, тонн	25
7	Рабочий ход полированного штока, м	3,5
8	Количество оборотов стыковочной специальной трапецеидальной «левой» резьбы, не менее	12
9	Предельные рабочие температуры воздуха, °С	от –50 до +45

Стыковочный комплект ТГС с набором технологической оснастки для оснащения и крепления «хвостовика» диаметром 102 мм предназначен для установки и цементирования затрубного пространства «хвостовика» и разъединения установочного инструмента. В комплект входят:

- 1) адаптер (установочная муфта);
- 2) пакер;

- 3) клиновья подвеска;
- 4) стоп-кольцо;
- 5) обратный клапан;
- 6) пробка очистительная;
- 7) пробка продавочная;
- 8) башмак.

*Адаптер* предназначен для соединения «хвостовика» с установочным инструментом при спуске в скважину «хвостовика» и разъединения «хвостовика» от установочного инструмента после цементирования. В процессе дальнейшей эксплуатации скважины адаптер служит направляющей воронкой в «голове» «хвостовика».

- наружный диаметр – 117 мм;
- минимальный диаметр проходного отверстия – 85 мм;
- присоединительная резьба:
- со стороны забоя – ниппель ОТТМ 102;
- со стороны устья – специальная трапецеидальная «левая» муфта;
- количество оборотов специальной резьбы, не менее – 12;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.18.000.

*Пакер* предназначен для отсечения межтрубного пространства между верхом «хвостовика» и предварительной обсаженной промежуточной колонной диаметром 146 мм, вытеснения цементного раствора через верх колонны от давления задавливания, исключая миграцию газа в процессе ОЗЦ и смещение «хвостовика» из установленного положения.

- наружный диаметр – 119 мм;
- минимальный диаметр проходного отверстия – 85 мм;
- внутренний диаметр проходного отверстия – 127–131 мм;
- осевая нагрузка при срезе штифтов пакера – 5000–6500 кгс;
- осевая нагрузка деформации уплотнительных элементов, не более – 2000 кгс;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.12.000.

Принцип работы пакера: под действием веса установочной колонны при помощи торцевых упоров посадочной головки на свободный торец стакана адаптера срезаются штифты, удерживающие цангу. Резиновые элементы уплотнителя деформируются, расширяясь в радиальном направлении. При достижении заданного уплотнения плашки цанги срезают стопорные штифты и раздвигаются по конусу до упора во внутреннюю стенку промежуточной колонны, фиксируя всю колонну обсадных труб от обратного движения в сторону устья. В завершение резиновые уплотнители окончательно перекрывают затрубное пространство «хвостовика».

*Клиновья подвеска* предназначена для подвешивания «хвостовика» в промежуточной колонне диаметром 146 мм.

- наружный диаметр – 120 мм;
- диаметр проходного канала – 85 мм;
- внутренний диаметр промежуточной колонны – 127–131 мм;
- габаритный диаметр по рессорам – 155 мм;
- осевая нагрузка, воспринимаемая подвеской в рабочем положении, не более – 25 тс;
- рабочий ход обоймы в байонете – 130 мм;
- ход обоймы для выхода из замка байонета – 30 мм;
- расчётный угол раскрытия байонета – 55°.

При входе клиновья подвески в промежуточную колонну, рессоры упруго деформируются и возникают значительные силы трения, препятствующие относительному движению. Вес «хвостовика» и бурильной колонны при спуске к забою преодолевает это сопротивление. При подъёме «хвостовика» на требуемую глубину установки движением к устью, обойма, скреплённая с рессорами, остаётся на месте до выхода штифтов ствола подвески из замка байонета. Поворотом бурильной колонны влево штифты ствола подвески окончательно выводятся из зацепления с байонетом. При по-

следующем опускании обсадной колонны к забою, ствол раздвигает плашки до упора во внутреннюю поверхность промежуточной колонны и подвеска, воспринимая вес обсадной колонны, заклинивается.

*Стоп-кольцо* предназначено для посадки очистительной и продавочной пробки в момент завершения процесса закачивания цементного раствора в затрубное пространство «хвостовика».

- наружный диаметр – 111 мм;
- диаметр проходного отверстия – 41 мм;
- посадочный диаметр под очистительную пробку – 52 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.15.000.

Стоп-кольцо состоит из корпуса и седла, соединённых резьбовым соединением. В седле выполнена упорная специальная резьба, обеспечивающая зацепление, фиксацию и при необходимости возможность вывинчивания очистительной пробки.

*Обратный клапан* предотвращает самопроизвольное заполнение «хвостовика» буровым раствором, пластовой жидкостью и исключает возвратное перетекание цементного раствора из затрубного пространства внутрь «хвостовика».

- тип клапана – одноступенчатый;
- рабочий перепад давления – 40 атм.;
- наружный диаметр – 111 мм;
- диаметр проходного отверстия – 41 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.13.000.

Обратный клапан состоит из седла, ввернутого во втулку плунжера с пружиной, поджимаемых к седлу пяткой, вворачиваемой во втулку с «левой» резьбой. Собранный конструкция установлена в корпусе обратного клапана.

Пробка очистительная служит гнездом для посадки продавочной пробки, разделяет цементный раствор от бурового, выдавливает цементный раствор из «хвостовика» в затрубное пространство и очищает внутренние стенки «хвостовика» от цемента в процессе перемещения от установочного инструмента до стоп-кольца.

- внутренний диаметр «хвостовика» – 88,9 мм;
- диаметр проходного отверстия пробки – 25 мм;
- наружный диаметр манжет – 90 мм;
- внутренний диаметр гнезда под продавочную пробку – 30 мм;
- давление в установочной бурильной колонне для срыва очистительной пробки при посадке на нее продавочной пробки –  $60 \pm 10$  кгс/см<sup>2</sup>;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.16.000.

*Пробка очистительная* состоит из патрубка, установленного в переходнике полированного штока и закреплённого срезными винтами. Переходник плотно поджат на корпусе манжеты с втулками. В передней части корпуса крепится наконечник с резиновым кольцом, свободное вращение которого предотвращается выступающим винтом. В канавку наконечника устанавливается резиновое кольцо.

Разрезное кольцо имеет упорную специальную резьбу для фиксации после посадки в стоп-кольце. Переходник имеет упорную специальную резьбу для посадки продавочной пробки.

Пробка продавочная предназначена для разделения бурового и цементного раствора в бурильной колонне, замыкания проходного отверстия очистительной пробки и перемещения вместе с ней к стоп-кольцу в процессе выдавливания цементного раствора в затрубное пространство «хвостовика».

- диаметр манжет первого яруса – 43 мм;
- диаметр манжет второго яруса – 64 мм;
- посадочный диаметр наконечника – 30 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.17.000.

*Пробка продавочная* состоит из упора, четырёх манжет, трёх втулок и прижима, одетых на ось и плотно поджатых наконечником. В хвостовой части наконечника располагается разрезное кольцо, свободное вращение которого предотвращается высту-

пающим винтом. В канавку наконечника устанавливаются два резиновых кольца. Разрезное кольцо имеет упорную специальную резьбу для фиксации посадки в очистительной пробке.

Башмак обеспечивает направление обсадной колонны по стволу скважины и выход бурового раствора в процессе спуска «хвостовика», промывки забоя и затрубного пространства.

- наружный диаметр наконечника – 114 мм;
- наружный диаметр корпуса – 110 мм;
- диаметр проходного отверстия – 60 мм;
- обозначение изделия – ТГС-101.6.19.000.

*Башмак* состоит из наконечника и корпуса, соединённых резьбой. В наконечнике выполнено центральное отверстие диаметром 60 мм, на корпусе – три радиальных отверстия диаметром 12 мм.

### **Порядок сборки «хвостовика» диаметром 102 мм**

Порядок сборки «хвостовика» происходит по типовой схеме. Для каждого конкретного случая, исходя из геологических данных, могут быть приняты свои местные нормы «хвостовика».

1. Адаптер ТГС-101.6.18.000, соединённый с пакером ТГС-101.6.12.000.
2. Клиновья подвеска ТГС-101.6.11.000.
3. Трубы диаметром 102 мм, длиной из расчёта установки «головы» разъединителя на 50-100 м выше «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм.
4. Стоп-кольцо ТГС-101.6.15.000.
5. Обратный клапан ТГС-101.6.13.000.
6. Заливочный патрубок, изготовленный из трубы диаметром 102 мм, длиной 1,5 м, имеет три отверстия диаметром 20 мм.
7. Заглушка алюминиевая устанавливается в муфту фильтра.
8. Фильтр, изготовленный из трубы диаметром 102 мм согласно плана работ.
9. Башмак ТГС-101.6.19.000.

Клиновья подвеска, пакер и адаптер собираются на установочный инструмент отдельно от «хвостовика» на базе предприятия и отправляются на буровую в собранном виде.

### **Выводы**

1. При проектировании конструкции скважины предъявляется множество требований: экономичность, минимальная металлоёмкость, недопущение геологических осложнений, увеличение экономических скоростей бурения и т.д. Один из самых важных критериев надёжности конструкции скважин – недопущение нефтегазоводопроявлений (грифонообразований). Выбор конструкции скважины производится с учётом геологической характеристики разреза, их назначения, способа эксплуатации.

Оборудование скважин должно обеспечивать безопасную и технологичную эксплуатацию, ремонт скважины и проведение технологических операций.

Буровые установки должны характеризоваться номинальной грузоподъёмностью, при которой осуществляется длительная эксплуатация оборудования.

2. Выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, должен проводиться с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей. Однако в настоящее время по Красновскому месторождению не создано ни одной постоянно действующей модели, позволяющей учитывать влияние на разработку перечисленных выше факторов. В связи с этим в ближайшие 2–3 года выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, будет в основном проводиться обычным аналитическим способом с использованием всего геологического материала и результатов разработки залежей и исследований скважин по следующей схеме:

- выявление фонда аварийных, высокообводнённых и низкодебитных скважин, реабилитация которых возможна только с бурением бокового ствола;

- оценка характера выработки запасов на участках, прилегающих к выделенным скважинам-кандидатам;
- обоснование выбора точки вскрытия пласта и направления проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола;
- обоснование оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта и требований по величине максимальной допускаемой депрессии;
- обоснование перспектив применения методов воздействия на пласт, включая ГРП;
- оценка влияния ввода бокового ствола на показатели эксплуатации участка;
- технико-экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

Оценка характера выработки запасов нефти методами ГИС на участках предполагаемого бурения боковых стволов основывается на имеющейся геофизической информации и анализе результатов исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин. По результатам анализа выявляются механизм выработки запасов нефти, распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам в пределах участка залежи (при возможности с определением коэффициента текущей нефтенасыщенности); устанавливается текущее положение водонефтяного и газонефтяного контактов, а также уточняются характеристики скважины-кандидата: наличие заколонных перетоков, техническое состояние эксплуатационных колонн и т.д.

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти. Предполагается 3 типа проводки бокового ствола по пласту: вертикально-наклонная, пологая (зенитный угол более 60°) и горизонтальная.

### Литература

1. Технологическая схема разработки Красновского месторождения. – Тюмень, 2019.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технично-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
14. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.
15. Куликов С.В. Капитальный ремонт скважин резкой боковых стволов // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 12 (155). – С. 71–75.
16. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.



17. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар: СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
18. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
19. Савенок О.В. [и др.]. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.
20. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 26–37.

### References

1. Technological scheme of Krasnovskoye deposit development. – Tyumen, 2019.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Oil and gas wells completion» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas births development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration, and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
13. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to improve the efficiency of drilling lateral horizontal shafts in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
14. Elovkykh P.F., Neskorumnykh V.V. Analysis and perfection of technology of drilling of new directions in an open wellbore with support on an artificial bottom // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 85–92.
15. Kulikov S.V. Well workover by sidetracking // Oil. Gas. – 2011. – № 12 (155). – P. 71–75.
16. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects for the development of the Samburg oil and gas condensate field. Features of sidetracking // Science. Techni-ca. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
17. Moisa N. Yu. [et al.]. Some recipes and technology for preparing drilling muds used for second hole drilling in the Samotlor field // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Projections». Krasnodar : UKO IA RF, 2000. – Episode. 9. – P. 299–301.
18. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
19. Savenok O.V. [et al.]. Estimation of Perspectivity of Drilling of Sidetrack Horizontal Wells and Improvement of Development System on Turney Object of Chernovskoye Deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.
20. Shiyani S.I., Berezovsky D.A. Economic and technological efficiency analysis of the side shaft ex-lutation at Krasnovskoye gas and oil field // Science and technology in gas industry. – 2020. – № 3. – P. 26–37.