

УДК 622.279.7

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ТРУБ
НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**TECHNOLOGY AND TECHNOLOGY
OF UNDERGROUND REPAIR OF WELLS USING FLEXIBLE PIPES
ON THE URENGOYSKOYE OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD**

Ноговицын Юрий Олегович

мастер капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская буровая компания»
Yura.nogovitsyn87@bk.ru

Ряскин Андрей Владимирович

мастер капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская буровая компания»
Andreycheses24@gmail.com

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 настоящее время во всём мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин всё большую популярность приобретает использование непрерывных колонн гибких труб. Благодаря своим высоким эксплуатационным качествам, лёгкой приспособляемости к работе и преимуществам экологического характера, гибкие трубы из обычного инструмента для очистки скважин в прошлом становятся в последние годы эффективным средством решения множества задач при выполнении нефтегазопромысловых операций. Эти достоинства гибкой трубы в свою очередь сказываются на экономических показателях, обеспечивая существенную экономию затрат. Промысловый опыт показывает, что установки с гибкой трубой во многих случаях способны заменить установки для ремонта скважин и, нередко, буровые установки. Таким образом, технологии, базирующиеся на применении гибких труб, несут за собой будущее нефтегазовой промышленности всех добывающих стран и решают важную задачу поддержания объёмов добычи углеводородного сырья, охраны недр и окружающей среды путём повышения эффективности работ по ремонту скважин.

Ключевые слова: техника для проведения подземного ремонта скважин с применением гибких труб; агрегаты капитального и подземного ремонта скважин с применением гибких труб; комплекс оборудования, размещённый на двух специализированных транспортных средствах; агрегаты, смонтированные на серийных автомобильных шасси; оборудование устья скважины; гидравлический расчёт промывки песчаной пробки; общий обзор колтюбинговых технологий.

Nogovitsyn Yuri Olegovich

well overhaul master,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
Yura.nogovitsyn87@bk.ru

Ryaskin Andrey Vladimirovich

well overhaul master,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
Andreycheses24@gmail.com

Shutov Dmitry Vasilievich

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

Annotation. Nowadays, the use of continuous coiled tubing strings is gaining popularity all over the world in drilling, completing, operating and repairing wells. Due to its high performance, ease of adaptability and environmental benefits, coiled tubing has become an effective tool in the past years from a conventional well cleaning tool in a multitude of applications in oil and gas field operations. These benefits of coiled tubing in turn translate into economic performance, providing significant cost savings. Field experience shows that coiled tubing rigs can in many cases replace workover rigs and often drilling rigs. Thus, technologies based on the use of flexible pipes carry the future of the oil and gas industry in all producing countries and solve the important problem of maintaining the volume of hydrocarbon production, protecting the subsoil and the environment by increasing the efficiency of well workovers.

Keywords: equipment for underground well workover using flexible pipes; well workover and workover units using flexible pipes; a set of equipment located on two specialized vehicles; units mounted on serial automobile chassis; wellhead equipment; hydraulic calculation of sand plug washing; general overview of coiled tubing technologies.

Техника для проведения подземного ремонта скважин с применением гибких труб

К настоящему времени сформировалось несколько определённых и отличающихся друг от друга направлений в проектировании и изготовлении комплексов оборудования для работы с использованием колонны гибких труб. Под термином «комплекс» в дальнейшем будем подразумевать набор оборудования, позволяющий выполнять все технологические операции при подземном ремонте скважин с применением КГТ. К ним относятся:

- транспортные операции по доставке оборудования на место проведения работ;
- спуск и подъём колонны гибких труб;
- подготовка технологической жидкости, применяемой при ремонте скважины, – доставка жидкости, её подогрев и т.д.;
- собственно подземный ремонт – промывка пробок, сбивка клапана. К этой же группе операций относится и закачка жидкости в скважину;
- операции по восстановлению свойств технологической жидкости, использованной в процессе подземного ремонта, – дегазация, очистка и подогрев. При определённой организации работ эта группа операций может не выполняться.

В строгом смысле слова термину «комплекс» удовлетворяет не всё оборудование. Например, машины, поставленные фирмами «Hydra Rig», «Dresco», «Stewart & Stevenson», а также в достаточной степени, отечественная установка «Скорпион» представляют собой комплексы, поскольку они обеспечивают проведение операций и с гибкой трубой, и с технологической жидкостью. А установки, выпускаемые заводом «Рудгормаш», фирмой «Коннас», и другие позволяют осуществлять работу только с колонной гибких труб. Поэтому при использовании их во время подземного ремонта скважин необходимо дополнительно иметь насосный агрегат для технологической жидкости, передвижные парогенераторные установки для подачи тепла в ёмкость для хранения, нагрева и дегазации жидкости.

Несмотря на сложность и значительные габариты оборудования для обеспечения подачи технологической жидкости, его основные компоненты не являются принципиально новыми, и поэтому не требуется поиска иных конструктивных решений. Основные проблемы при создании комплекса агрегатов связаны с разработкой оборудования для использования колонны гибких труб.

Все элементы, входящие в комплекс рассматриваемого оборудования, выполняются мобильными. Отличаются они лишь количеством единиц, входящих в комплекс, типами транспортных средств, используемых для их перемещения, и компоновками основных узлов на последних. Столь пристальное внимание к средствам транспортирования обусловлено тем, что именно они в значительной степени определяют общую компоновку машин и их основные показатели.

Рассмотрим наиболее характерные и достаточно хорошо отработанные в настоящее время конструктивные решения.

Агрегаты капитального и подземного ремонта скважин с применением гибких труб

Комплекс оборудования, размещённый на двух специализированных транспортных средствах

Наиболее типичным из описываемых комплексов является оборудование фирмы «Dresco». Оно представляет собой два агрегата, один из которых осуществляет операции с трубой, второй обеспечивает подачу технологической жидкости.

Агрегат, обеспечивающий работу с КГТ (рис. 1), смонтирован на специализированном шасси с формулой «10х10». Оно включает два передних и три задних моста, которые все являются ведущими. В конструкции используют серийно изготавливаемые мосты, установленные на раму, специально спроектированную для данного агрегата. Для перемещения последнего и привода его механизмов во время работы служит дизельный двигатель, расположенный за кабиной водителя. Крутящий момент от двигателя передаётся карданным валом к раздаточной коробке, находящейся в средней части рамы, а от неё – к группе передних и задних мостов. Над двигателем смонтирована

кабина управления агрегатом, которая может перемещаться вертикально по специальным направляющим на высоту около 1 м.

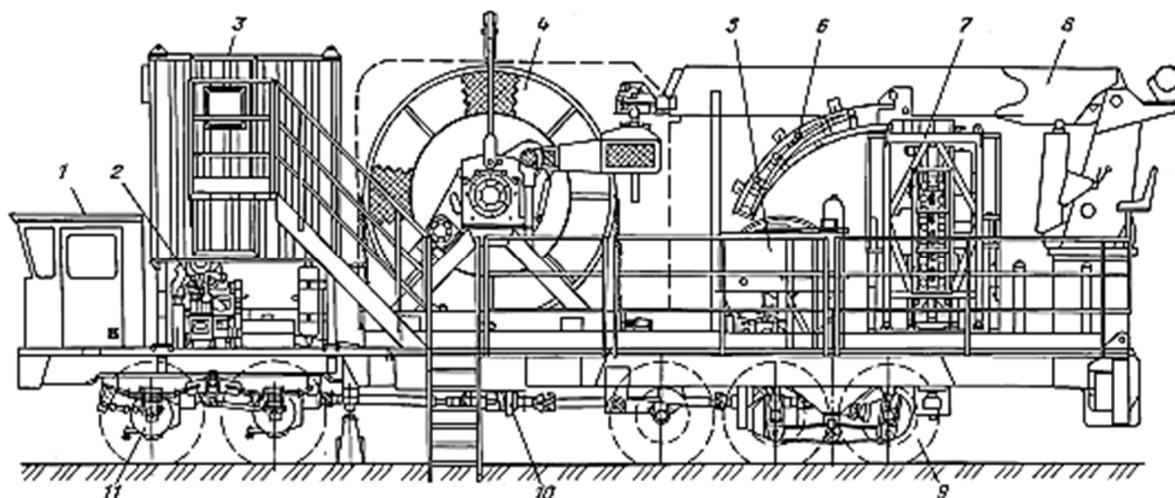


Рисунок 1 – Агрегат для работы с колонной гибких труб фирмы «Dresco»:

- 1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – кабина оператора; 4 – барабан с КГТ;
 5 – катушки с гибкими шлангами; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортёр; 8 – монтажное устройство;
 9 – задняя тележка шасси; 10 – раздаточная коробка шасси; 11 – передняя тележка шасси

В средней части рамы агрегата находится барабан с колонной гибких труб, на нем смонтирован укладчик трубы. В кормовой части агрегата установлен гидроприводной манипулятор, предусмотрено место для перевозки транспортёра, превентора и инструментов. Рядом с ними располагается катушка с гибкими трубопроводами, служащими для соединения транспортёра с агрегатом. Последний в рабочем положении на скважине опирается на четыре гидравлических домкрата. Для обслуживания оборудования агрегат имеет удобные лестницы и трапы, позволяющие безопасно перемещаться и работать на нём.

Агрегат, обеспечивающий нагрев и закачивание технологической жидкости, показан на рисунке 2. Его оборудование смонтировано на специализированном автошасси с формулой «6×4», конструкция кабины управления которого аналогична применяемой в агрегате для работы с колонной гибких труб. И так же за кабиной водителя расположен двигатель. Кабина для обслуживающего персонала здесь отсутствует, а управление узлами агрегата осуществляется со специального пульта, расположенного в средней части установки. На агрегате имеется печь для нагрева технологической жидкости, насос для закачивания её в колонну гибких труб, ёмкость для хранения, топливные баки и контрольно-измерительная аппаратура.

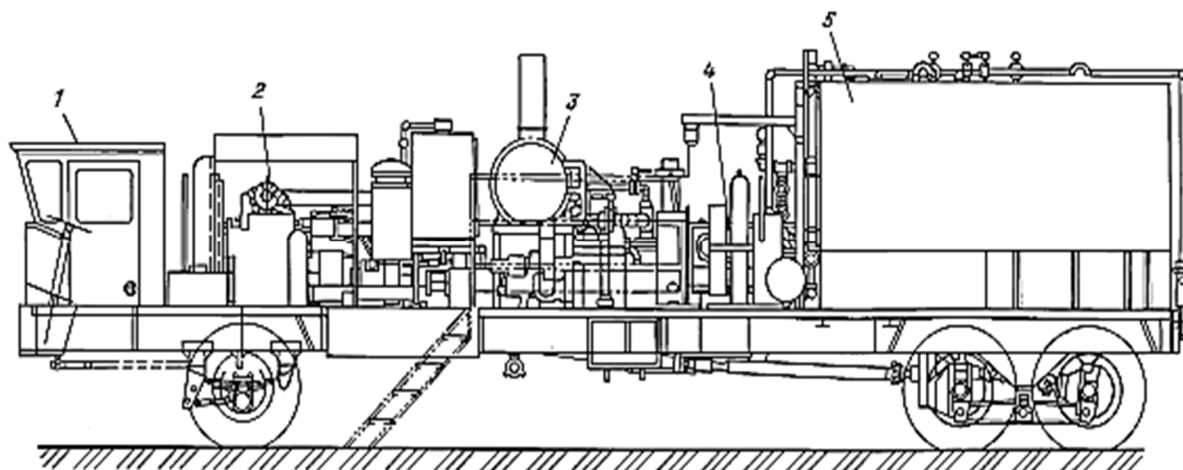


Рисунок 2 – Агрегат для подготовки и закачки технологической жидкости фирмы «Dresco»:

- 1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – нагреватель;
 4 – плунжерный насос для нагнетания технологической жидкости; 5 – ёмкость для технологической жидкости

Нагретая жидкость подается от насоса к агрегату с КГТ по металлическому трубопроводу, снабженному быстроразъёмными соединениями.

Необходимо отметить, что кабины управления транспортными базами не только описанного оборудования, но и всех других импортных агрегатов хорошо спроектированы. Они удобны при управлении машинами в дорожных условиях и обеспечивают достаточный обзор в рабочем положении при установке их на скважинах. Основным недостатком рассматриваемого комплекса является ограниченная проходимость, обусловленная, прежде всего, малым диаметром колёс шасси. Для полноты обзора конструкций агрегатов следует отметить, что существуют различные варианты размещения комплекса оборудования на транспортном средстве и его прицепе, один из которых представлен на рисунке 3.

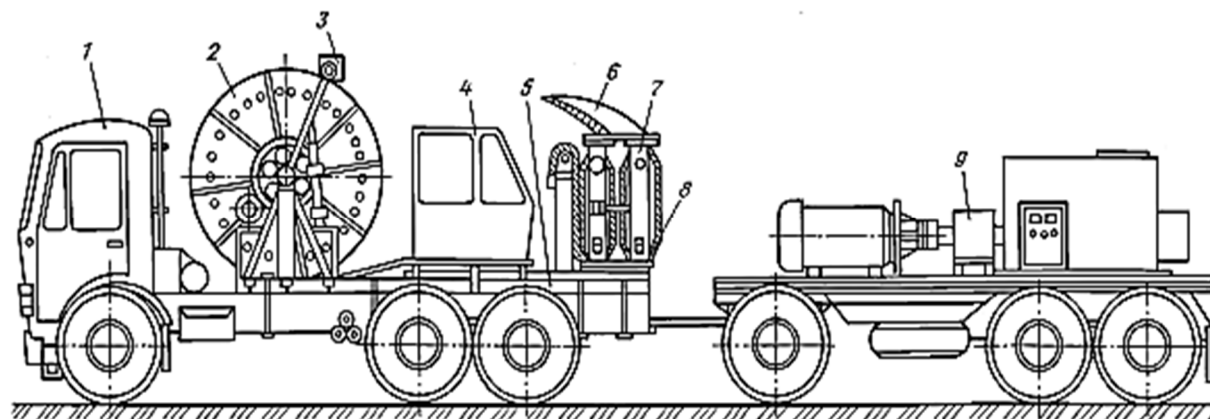


Рисунок 3 – Размещение комплекса оборудования на автомобильном шасси и прицепе:
 1 – кабина водителя; 2 – барабан с колонной гибких труб; 3 – укладчик КГТ; 4 – кабина оператора;
 5 – рама агрегата; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортёр;
 8 – механизм установки транспортёра в рабочее положение;
 9 – насос для нагнетания технологической жидкости

Они интересны тем, что кабина оператора располагается в кормовой части за барабаном. При этом оператор имеет хороший обзор устьевого оборудования, однако наблюдение за процессом намотки трубы на барабан затруднено.

Агрегаты, смонтированные на серийных автомобильных шасси

Использование оригинальных либо изготавливаемых малыми сериями шасси приводит к существенному удорожанию агрегата и оправдано лишь в тех случаях, когда стандартное серийное шасси не обеспечивает заданных требований по грузоподъёмности или габаритам. В то же время применение серийных образцов, хотя и приводит к удешевлению транспортной базы в 5–7 раз по сравнению с оригинальными конструкциями, создаёт ряд трудностей при проектировании агрегата. В первую очередь к ним относится обеспечение необходимых транспортных габаритов установки и распределения нагрузки на колёса. Кроме того, приходится планировать мощности, потребляемые отдельными узлами, и режимы их работы в соответствии с мощностью, которую можно отбирать от ходового двигателя.

Как правило, для описываемых агрегатов используют автомобильные шасси «КамАЗ» и «УралАЗ», обладающие грузоподъёмностью не менее 12 тонн и имеющие достаточно длинную раму. Достаточно широко для монтажа нефтепромыслового оборудования применяются автошасси «КрАЗ». Однако к их отдельным недостаткам в настоящее время прибавилась и сложность поставки машин и запасных частей к ним, поскольку завод-изготовитель находится в ближнем зарубежье.

Наиболее характерными конструкциями с использованием различных решений являются следующие агрегаты: КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш» (рис. 4), и «Скорпион», выпускаемый заводом «Брянский Арсенал» (рис. 5).

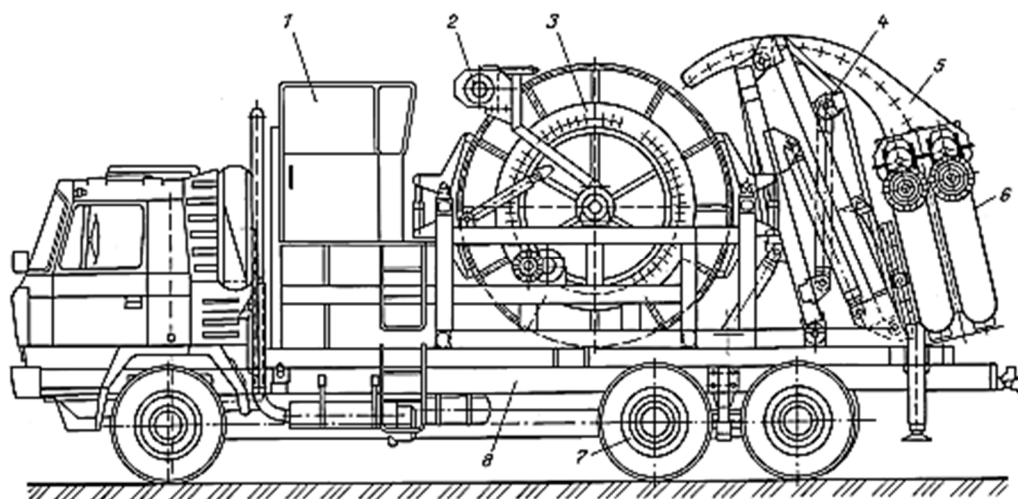


Рисунок 4 – Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш», в транспортном положении:
 1 – кабина оператора; 2 – укладчик гибкой трубы; 3 – барабан с КГТ;
 4 – механизм установки транспортёра в рабочее положение; 5 – направляющая дуга; 6 – транспортёр;
 7 – автомобильное шасси; 8 – рама агрегата

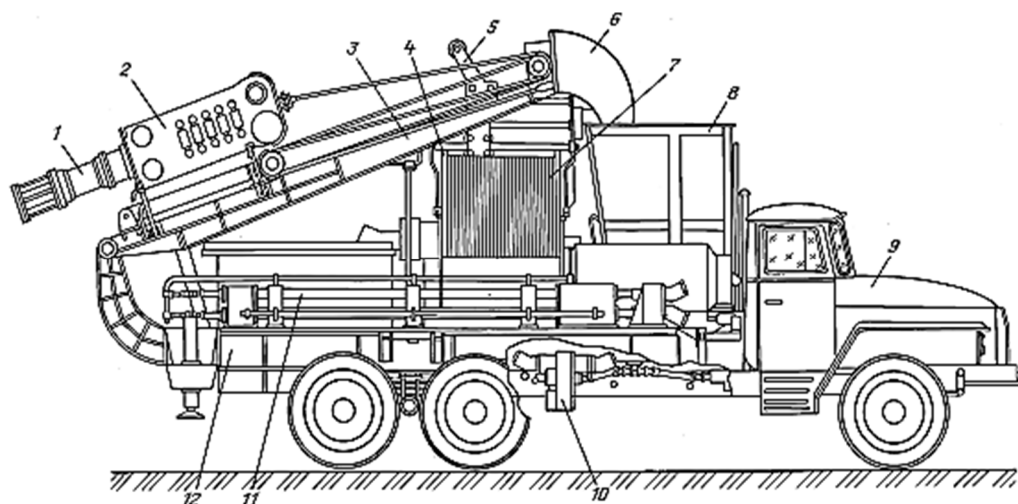


Рисунок 5 – Агрегат «Скорпион» в транспортном положении:
 1 – герметизатор устья; 2 – транспортёр; 3 – монтажное устройство; 4 – барабан; 5 – укладчик КГТ;
 6 – направляющая дуга; 7 – колонна гибких труб; 8 – кабина оператора в транспортном положении;
 9 – автомобильное шасси; 10 – раздаточный редуктор насосов гидропривода;
 11 – винтовые насосы для подачи технологической жидкости; 12 – рама агрегата

Агрегат КПРС имеет традиционную компоновку. Кабина оператора расположена за кабиной водителя, барабан с колонной гибких труб – в средней части шасси, а в кормовой его части – транспортёр и устройство для монтажа-демонтажа.

В этой конструкции манипулятор для проведения монтажных работ выполнен в виде рычажного механизма, несущего транспортёр.

Кабина управления агрегатом жестко закреплена на раме шасси. Ниже неё располагаются коробка отбора мощности от ходового двигателя и гидропривод.

В рабочем положении агрегата на скважине рессоры задней тележки автошасси разгружаются посредством двух гидравлических домкратов.

Компоновка агрегата «Скорпион» отличается от традиционной. В этой конструкции ось барабана для колонны гибких труб расположена вдоль оси автомобильного шасси, кабина оператора в транспортном положении размещена за кабиной водителя, но в рабочем положении она поворачивается на кронштейне относительно вертикальной оси. При этом справа от оператора находится устье.

Для монтажа транспортёра на устье скважины используют мачту, в верхней части которой расположена направляющая для гибкой трубы. Транспортёр с герметизатором устья в транспортном положении располагается на мачте.

В кормовой части агрегата имеется ёмкость для хранения технологической жидкости с теплообменником для подачи пара, а вдоль левого борта (по ходу автомобиля) размещены два винтовых насоса для нагнетания жидкости. Два последних узла позволяют говорить о данном агрегате как о комплексе, обеспечивающем не только перемещение колонны гибких труб, но и закачивание технологической жидкости. В обоих рассмотренных агрегатах ходовой двигатель используют в качестве приводного при работе на скважине. Для более полного представления на рисунке 6 показаны возможные компоновки агрегатов, смонтированных на автомобильных шасси.

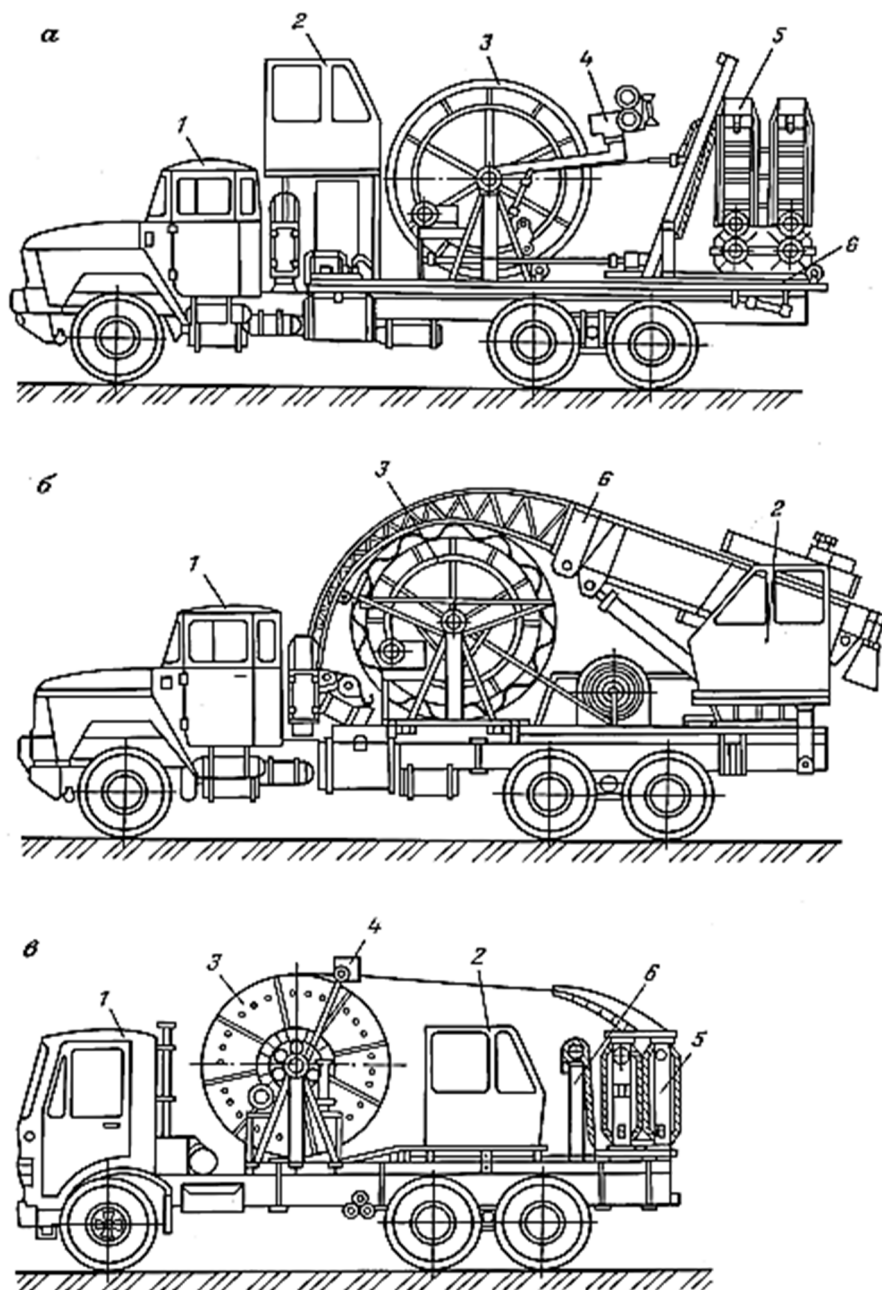


Рисунок 6 – Компоновки агрегатов на автомобильном шасси:

Местоположение кабины оператора:

- а – за кабиной водителя; б – на корме агрегата; в – между барабаном для КГТ и транспортёром;
 1 – кабина водителя; 2 – кабина оператора; 3 – барабан с КГТ; 4 – укладчик трубы; 5 – транспортёр;
 6 – механизм установки транспортёра в рабочее положение

Следует сказать и о колтюбинговой установке подземного и капитального ремонта скважин «Уран-20.1» (рис. 7). Тяговое усилие инжектора установки 15 тонн, ёмкость барабана для БДТ 38,1 мм – до 2600 м, допустимое давление в скважине – до 35 МПа.

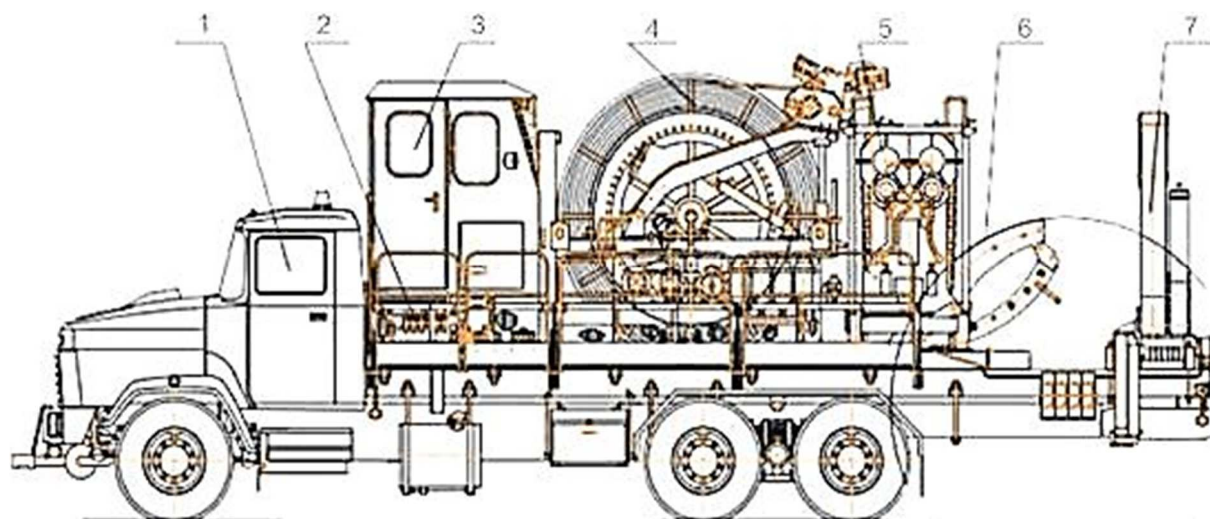


Рисунок 7 – Агрегат «Уран 20.1» в транспортном положении:

1 – кабина водителя; 2 – блок гидросистемы; 3 – кабина оператора; 4 – барабан с КГТ; 5 – транспортёр КГТ; 6 – дуга направляющая; 7 – гидроманипулятор

Техника заслужила высокие оценки специалистов, зарекомендовав себя как надёжный высокотехнологичный комплекс оборудования. Установки «Уран» могут работать на скважинах всех типов: условно-вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных.

Хорошие эксплуатационные показатели и технические характеристики позволили заводу ОАО «Первомайскхиммаш» стать официальным поставщиком колтюбинговых установок для ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром».

В настоящее время разработаны колтюбинговые установки нового поколения «Уран-20.2», «Уран-20.21» с тяговым усилием инжектора до 30 тонн и ёмкостью барабана для ДБТ 38,1 мм – до 5000 м. Данные установки рассчитаны для работы на скважине с давлением до 70 МПа.

Монтаж с установкой ПВО и механизма подачи, или демонтаж установки занимают не более двух часов. Рациональная компоновка оборудования позволяет проводить спускоподъёмные операции без непосредственного контакта с фонтанной арматурой. Разгрузка устья скважин от веса монтируемого оборудования на четыре опорные стойки, регулируемые по высоте.

Применена импортная гидроаппаратура. Применение высокомоментных импортных гидромоторов «Danfos» упрощает конструкцию редукторов, приводов. Разводка гидросистемы выполнена в виде стальных трубопроводов, что повышает её надёжность. Большой объём гидробака (700 л) обеспечивает стабильную температуру масла в системе. Применено раздельное питание гидролиний, основных систем установки, каждой от своего насоса насосной станции.

Конструкция герметизатора позволяет вести присоединение различного инструмента (насадки, наконечники), обратных клапанов без разборки герметизатора; производить замену сальника, не вынимая БДТ из инжектора (разъёмный сальник) и вести визуальное наблюдение за БДТ между инжектором и фонтанной арматурой.

Комплектуется вспомогательным оборудованием: насадками размывочными, втулками для ремонта трубы, приспособлениями для ремонта и фиксации БДТ.

Запроектирован большой запас по производительности насосов насосной установки, применены аксиально-поршневые насосы отечественного производства. Применена электронная система контроля параметров технологического процесса с возможностью фиксации параметров в запоминающем устройстве и наличие дублирующего механического счётчика метража трубы. Мощная система освещения обеспечивает возможность выполнения работ в ночное время суток и позволяет освещать установку, устье скважины и дополнительное оборудование.

Наличие лестниц и площадок с ограждениями позволяет безопасно проводить работы по монтажу и демонтажу оборудования при высоте фонтанной арматуры до 5 м.

Агрегаты, смонтированные на прицепах (полуприцепах)

Монтаж оборудования агрегата на прицепе (типа трейлера) позволяет значительно сократить долю стоимости транспортной базы в общем балансе стоимости агрегата, значительно упростить компоновку последнего, обеспечить реализацию необходимых параметров при меньших весовых и габаритных ограничениях. Такие фирмы, как «Dowell», «Newco Well Service Ltd.», применяют подобные решения. В этом случае привод агрегата осуществляют от палубного двигателя.

Оборудование устья скважины

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием колонны гибких труб содержит эксплуатационную арматуру, используемую на данной скважине. Это может быть фонтанная арматура, эксплуатационная арматура установки электроцентробежного насоса, арматура нагнетательной скважины, штанговая скважинная установка с эксцентричной шайбой.

В первых трёх случаях на фланце верхней стволовой задвижки монтируют четырёхсекционный превентор, входящий в состав комплекса оборудования. Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину.

В рассматриваемых комплексах оборудования используют плашечные превенторы с механическим или гидравлическим приводом. При этом конструкции исполнительной части превенторов – корпуса и плашки – практически идентичны. Предпочтительнее применять превенторы с гидравлическим приводом, поскольку ручное управление штурвалами бывает затруднено при высокой эксплуатационной устьевого верхний фланец последней арматуре. Нередки случаи, когда для нефтяной скважины находится на высоте 1,5–2 м, а газовой – на высоте 3–4 м. Однако использование комбинированных приводов (ручного и гидравлического) повышает комфортность управления агрегатом.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор. Основное назначение герметизатора – это изоляция внутренней полости скважины и колонны лифтовых труб от внешней среды, исключение утечек в зазоре между его корпусом и поверхностью гибких труб. Он должен обеспечивать герметичность, как в штатном режиме работы агрегата, так и при отказе или остановки каких-либо систем.

Герметизатор выполняют в виде контактного уплотнения с использованием в качестве уплотнительного элемента б втулки из эластомера. Материалом для создания герметизатора служит маслобензоизносостойкая резина или полиуретан. Уплотнение осуществляют с принудительным поджимом к уплотняемой поверхности, для чего используют гидравлический привод, которым управляют из кабины оператора агрегата. В процессе работы в зависимости от положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать гарантированный зазор или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. Уплотнительный элемент является специфическим узлом, применяемым только для агрегатов ПРС. Поэтому расчёт его основных элементов в технической литературе практически не освещён.

Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортёром, а в англоязычной – инжектором или инъекционной головкой.

Он должен обеспечивать надёжное перемещение колонны гибких труб в заданном диапазоне без проскальзывания рабочих элементов и повреждений наружной поверхности трубы и её геометрии.

К настоящему времени сложились два направления в конструировании транспортёров – с одной и двумя тяговыми цепями, снабжёнными плашками, взаимодействующими с колонной гибких труб. Плашки прижимаются к гибкой трубе с помощью гидравлических цилиндров. Кроме того, из патентной и технической литературы известны и другие конструкции транспортёров, однако они представляют интерес только как образцы развития технической мысли конструкторов.

При наличии каких-либо дефектов гибкой трубы (например, местное смятие, вспучивание, нарушение правильной геометрии) отклоняется от своего нормального положения плашка, контактирующая с поверхностью трубы в этой зоне.

Необходимый закон изменения тягового усилия по длине контакта плашек с трубой устанавливается регуляторами давления и изменениями диаметров цилиндров.

В агрегатах для работы с колонной гибких труб реализуют обычно два направления оформления узлов крепления транспортёра в рабочем положении.

Как правило, эту опору снабжают растяжками, которые крепят к установленным в грунте якорям. В ряде конструкций агрегатов транспортёр дополнительно удерживается в верхней части посредством монтажного устройства, обеспечивающего его установку. И дополнительное крепление в верхней части, и растяжки служат для восприятия горизонтальных составляющих усилий при перемещении трубы в периоды спуска или подъёма.

Опора транспортёра должна иметь достаточную высоту, чтобы обеспечить установку этого узла над фонтанной арматурой, превентором и уплотнительным элементом устья.

Преимущество подобной системы заключается в практически полной разгрузке устья скважины от поперечных усилий, возникающих при операциях монтажа-демонтажа оборудования и действии агрегата. Это особенно важно при работе с «высокими» устьями, на которых даже незначительные поперечные усилия приводят к появлению больших изгибающих моментов, воздействующих на элементы устьевого оборудования.

Использование опоры транспортёра позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

Второе решение предусматривает монтаж транспортёра непосредственно на герметизатор устья. Использование опоры транспортёра позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

К недостаткам следует отнести необходимость хотя и в простом, но дополнительном узле – опоре, которую нужно собирать и устанавливать на устье скважины перед монтажом транспортёра. В данной конструкции агрегата монтаж-демонтаж осуществляют с помощью манипулятора, к которому жёстко присоединён транспортёр. При работе агрегата штоки гидроцилиндров, перемещающих манипулятор, фиксируются, что обеспечивает жёсткую связь транспортёра с установкой.

Преимуществом данного технического решения является комплексное использование манипулятора, а недостатком – неизбежность возникновения поперечных сил, воздействующих на устье как при монтаже-демонтаже, так и при работе агрегата. Последнее обусловлено неизбежной просадкой домкратов, на которые опирается рама агрегата, и низкой жёсткостью самого манипулятора. Кроме того, на устье скважины передаются усилия веса транспортёра и колонны гибких труб. На газовых скважинах работа с подобным оборудованием из-за возможности разрушения фонтанной арматуры запрещена Росгостехнадзором.

Колонна гибких труб или её часть, не находящаяся в скважине, располагается на барабане, конструкция которого имеет вид цилиндрической бочки, как правило, подкреплённой изнутри рёбрами и снабжённой по бокам ребордами или радиально расположенными стержнями. Барабан вращается на валу, установленном на подшипниках качения. Для фиксации «мёртвого» конца гибкой трубы, намотанной на барабан, его бочка имеет зажимы. Диаметр последней в зависимости от диаметра гибкой трубы изменяется от 1,6 до 2 м, а ширина составляет в среднем 1,8–2,5 м. «Мёртвый» конец гибкой трубы соединяется через задвижку, а в ряде случаев и через обратный клапан с каналом, просверленным в валу барабана. У выхода из отверстия на торце вала размещают вертлюг, обеспечивающий подачу технологической жидкости от насосов в полость вала и далее в колонну гибких труб.

Необходимость установки задвижки обусловлена требованиями безопасности – в случае потери герметичности вертлюга или трубопроводов манифольда она обеспечивает герметичность внутренней полости колонны гибких труб, находящихся в скважине, и исключает неконтролируемое истечение жидкости в окружающее пространство. Наиболее предпочтительной является конструкция узла с задвижкой, а не с об-

ратным клапаном, поскольку с её помощью при возникновении аварийной ситуации можно оперативно управлять процессом и уменьшать гидравлические потери при течении технологической жидкости.

Узел крепления «мертвого» конца трубы, соединительные элементы и задвижку располагают во внутренней полости бочки барабана. В некоторых конструкциях там же размещают и привод барабана – гидромотор и редуктор.

В комплект барабана для гибкой трубы входит и её укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при её разматывании и наматывании. В настоящее время общепринято монтировать укладчик в виде двухзаходного винта, перемещающего каретку по направляющим. Через неё пропускается гибкая труба, наматываемая на барабан. Винт приводится в действие от вала барабана посредством цепной передачи. Ролики каретки, направляющие гибкую трубу, соединяются гибким тросом со счётчиком, регистрирующим глубину её спуска. Специалисты некоторых фирм считают необходимым дублирование счётчиков, устанавливая один непосредственно на каретке, а второй – в кабине оператора.

Узел, в который входит барабан, может быть неподвижно закреплён на раме агрегата или иметь вертикальную ось, позволяющую ему поворачиваться с небольшими отклонениями (15-20°), что приводит к снижению нагрузки на элементы агрегата при разматывании или наматывании витков трубы, находящихся на краях барабана. Однако в этом случае усложняются конструкции и рамы, и узла барабана.

Для обеспечения смазки поверхности трубы, направляемой в скважину, и защиты её от коррозии после извлечения на поверхность проводят орошение (смачивание) трубы, намотанной на барабан. Для этого вдоль нижней части барабана устанавливают распылители, а под ним самим – сборник. В некоторых случаях смазка трубы осуществляется вручную.

Осуществление управления агрегатом производится из кабины оператора, в которой располагаются пульты управления основным и вспомогательным оборудованием, а также весь комплекс контрольно-измерительных приборов. Также кабина оператора должна отвечать требованиям конструктивной гармоничности агрегата, быть удобным и комфортным рабочим местом, допускать хороший обзор рабочей зоны.

Гидравлический расчёт промывки песчаной пробки

Появление песка на забое скважины может быть обусловлено оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины. Этот процесс происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах, и его интенсивность определяется механическими свойствами продуктивного пласта.

Песок может оказаться на забое скважины после проведения операций подземного ремонта скважины, связанных с использованием гидropескоструйных перфораторов, и после выполнения гидравлического разрыва пласта. Наконец, определённое количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя. Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным.

При выборе оборудования для выполнения подобных работ нужно иметь в виду, что длина колонны гибких труб, содержащихся на катушке барабана агрегата, должна быть не меньше глубины забоя скважины.

Очистку эксплуатационной колонны (или забоя) от песка осуществляют с помощью внутрискважинного оборудования. У устья скважины располагают агрегат с колонной гибких труб, насосный агрегат, буферную ёмкость для приёма поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Основным требованием к последней является способность её выносить твёрдые частицы из скважины, что необходимо и при бурении, и при подземном ремонте скважин. Во время работы с колоннами гибких труб выполнение этого требования приобретает особую важность, поскольку их использование накладывает определённые ограничения на эффективность данного процесса.

В качестве промывочных используют два типа жидкостей – ньютоновские и неньютоновские. К первой группе относятся вода, соляные растворы на воде, углеводородные жидкости (дизельное топливо, очищенная нефть). Все они имеют постоянную вязкость.

Вторую группу составляют буровые растворы и гели. Для них характерно наличие зависимости вязкости от условий течения, они обладают ярко выраженными релаксационными свойствами, а зависимость между скоростью и напряжением сдвига у них нелинейна. Помимо описанных используют сжимаемые жидкости, содержащие газ. К ним же, правда, с определённой условностью могут быть отнесены и пены, поскольку они представляют собой газожидкостную эмульсию. В качестве жидкости для образования пен используют воду или нефть, в качестве газа – азот. Для образования устойчивой пены добавляют небольшое количество ПАВ (до 5–6 %). Использование пен в качестве промывочных жидкостей обусловлено стремлением снизить гидростатическое давление на пласт при выполнении технологических операций.

Важным свойством пены является её способность удерживать во взвешенном состоянии крупные твёрдые частицы, что не удаётся другим типам промывочных жидкостей. При промывке скважин, имеющих угол наклона более 30°, применение пен нежелательно, так как при их распаде в процессе подъёма по колонне лифтовых труб происходит образование застойных зон в местах, где колонна гибких труб соприкасается с внутренней поверхностью лифтовых труб. В ряде случаев может образовываться поток жидкости, направленный сверху вниз, который переносит частицы песка обратно на забой. Предотвратить это явление можно, если обеспечить турбулентный режим течения промывочной жидкости по всему поперечному сечению лифтовой колонны. Этому способствует подача в промывочную жидкость азота.

Жидкости, содержащие газ и пены, требуют более сложных режимов работы оборудования. При их использовании, как правило, необходимо обеспечивать дросселирование поднимающегося потока на выходе из устьевого арматуры. В качестве промывочного агента используют также и газ, в подавляющем большинстве случаев – это азот. К положительным его свойствам следует отнести нетоксичность, инертность, плохое растворение в воде и углеводородных жидкостях.

Использование газа позволяет резко снизить величину гидростатического давления на забой скважины.

Основными показателями процесса промывки скважины являются величины скоростей в колонне гибких труб $v_{г}$ и затрубном пространстве $v_{з}$.

Скорость восходящего потока при работе с КГТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твёрдых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих и тем более горизонтальных участков скважины процесс выноса твёрдых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта гибкой трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной. В этой зоне частицы песка оседают, несмотря на достаточную среднюю скорость течения. Для предотвращения этого явления или сведения его отрицательного эффекта к минимуму необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Для оценки возможности выноса твёрдых частиц потоком жидкости используют понятие установившейся скорости оседания частиц.

Установившаяся скорость оседания $v_{уст}$ сферических твёрдых частиц малого размера может быть определена из эмпирического уравнения

$$v_{уст} = \frac{Re \cdot (0,001 \cdot \mu)}{D_{ч} \cdot \rho_{ч}},$$

где Re – число Рейнольдса для сферических песчинок (для условий промывки песка в скважинах оно может принимать значения до 500); μ – вязкость жидкости; $D_{ч}$ – диаметр частиц; $\rho_{ч}$ – плотность твёрдых частиц.

Анализ показывает, что установившаяся скорость оседания для частиц песка размером 0,84 мм составляет 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Поскольку грануломет-

рический состав песка в пробке достаточно разнообразен, то расчёты следует проводить с учётом максимальных размеров песчинок, выносимых на поверхность. Считается, что для обеспечения подъёма песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5–2,0 раза, а в горизонтальных участках – в 10 раз.

Если ньютоновская жидкость не обеспечивает выноса песка, необходимо использовать пену или газ.

Основным фактором, ограничивающим скорость движения промывочной жидкости в восходящем потоке, являются гидродинамические потери на трение в КГТ. Для их преодоления нужно развивать такое давление на входе в колонну, которое ограничено лишь прочностью труб.

В большинстве случаев основная доля гидродинамических потерь во внутрискважинном оборудовании приходится на колонну гибких труб. Гидравлическое сопротивление кольцевого пространства примерно на порядок меньше этих потерь. Следует иметь в виду, что при концентрации твёрдых частиц в жидкости до 360 кг/м³ вязкость последней практически не изменяется и при расчётах её можно рассматривать как чистую жидкость. Свыше указанного предела необходимо учитывать изменяющиеся свойства жидкости.

Наличие твёрдых частиц в промывочной жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, приводит к повышению гидростатического давления на забой. Их присутствие обуславливает увеличение давления насоса, подающего технологическую жидкость в КГТ. При использовании для контроля за давлением стрелочных манометров со шкалой, рассчитанной на максимальные величины, этот прирост может быть и незаметен оператору. Однако если плотность жидкости подбиралась недостаточно точно и имеется опасность поглощения её пластом, то может возникнуть следующая ситуация. При увеличении гидростатического давления технологическая жидкость будет уходить в пласт. При этом её расход в восходящем потоке уменьшится, а плотность последнего будет все время возрастать, что повлечёт за собой дальнейшее увеличение гидростатического давления. Этот процесс будет идти до тех пор, пока не произойдёт полная потеря циркуляции, песок опустится по кольцевому пространству вниз и произойдёт прихват колонны гибких труб. Подобная ситуация и её развитие имеют прямые аналоги при проведении буровых работ.

Поэтому при планировании операций по удалению песчаных пробок необходимо предусматривать возможность утечки пластовой жидкости в пласт и иметь её запас. Концентрация твёрдых частиц, слагающих пробку, в технологической жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, определяется скоростью перемещения КГТ в пробке.

При удалении одиночной рыхлой пробки концентрация твёрдых компонентов в поднимающейся жидкости мала и практически не оказывает влияния на гидростатическое давление. При очистке колонны достаточно большой длины с несколькими пробками следует контролировать расход технологической жидкости из кольцевого пространства. В том случае, если расход жидкости уменьшается или прекращается вообще, необходимо поднять колонну, продолжая закачку жидкости до возобновления циркуляции.

Специалисты американских и канадских фирм, выполняющих подобные работы, рекомендуют ограничивать скорость спуска КГТ до 9–12 м/мин., если положение пробки неизвестно. Если оно установлено, скорость может быть увеличена до 18 м/мин. В процессе спуска КГТ должна поддерживаться непрерывная циркуляция жидкости. Нежелательно также оставлять КГТ неподвижной в течение длительного времени.

После размыва пробки или её участка нужно продолжать промывку без изменения глубины подвески КГТ до тех пор, пока из кольцевого пространства не будет вынесен весь объём песка. При дальнейшем спуске колонны следует контролировать нагрузку на транспортёр – она должна монотонно увеличиваться пропорционально глубине спуска. Периодически через 300 м целесообразно проверять усилие, необходимое для подъёма колонны.

При разрушении плотной пробки может возникнуть ситуация, когда пробка воспримет вес КГТ и её перемещение прекратится. Такое положение однозначно отражается на показаниях индикатора веса колонны и манометра, регистрирующего давление,

развиваемое насосом, – показания первого прибора уменьшаются, а второго увеличиваются. После определения верхней границы пробки колонну гибких труб приподнимают на 3–5 м и увеличивают подачу промывочного насоса до расчётной величины. Скорость перемещения колонны при разрушении подобной пробки составляет 1–3 см/с.

Если этот интервал достаточен для образования объёма, в котором песок находится во взвешенном состоянии за счёт турбулизации жидкости истекающим из КГТ потоком, то при входе в колонну лифтовых труб скорость подъёма резко возрастает и процесс выноса песчаных частиц идёт нормально. Если это условие не соблюдается, то верхняя граница расположения взвешенных частиц находится ниже башмака лифтовой колонны. В этом случае песок не будет выноситься на поверхность.

Для обеспечения эффективного выноса песка используют пены или полимерные гели, приготавливаемые на водяной основе и имеющие повышенные сопротивляющие сдвигу и низкую вязкость.

При достижении башмака лифтовой колонны и подходе к вероятной точке нахождения песка скорость спуска уменьшают до среднего значения. Момент соприкосновения наконечника гибкой трубы с песчаной пробкой определяют по индикатору нагрузки – величина усилия в точке подвеса трубы резко уменьшается, а давление, развиваемое промывочным насосом, возрастает.

Для повышения эффективности процесса разрушения пробки используют насадки на КГТ различной конструкции. Все они основаны на гидромониторном эффекте, а отличаются числом отверстий и направлением. Потери давления на подобных насадках могут достигать 17 МПа.

Для уменьшения гидростатического давления на пласт при удалении песчаных пробок существуют способы, основанные на применении струйного насоса, спускаемого на двух коаксиально расположенных колоннах гибких труб. При этом проблемы с выносом песка не возникает, так как скорости и нисходящего, и восходящего потоков промывочной жидкости достаточно велики. Положительным свойством данного способа является и то, что гидростатическое давление жидкости, находящейся в скважине и воздействующей на пласт, может быть сведено к минимуму.

Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре труб, в которых происходит перемещение коаксиальных колонн гибких труб.

Все описанные выше проблемы возникают и решаются при прямом способе промывки, когда технологическая жидкость направляется к пробке через колонну гибких труб. Несмотря на советы не допускать попадания во внутреннюю полость песка и других компонентов пробки, есть мнение о целесообразности использования обратной промывки. Все вопросы о преимуществах и недостатках прямой и обратной схем промывок при удалении пробок достаточно хорошо разработаны для традиционных способов ПРС. В данном случае они остаются справедливыми.

Основным опасением и аргументом против использования схемы обратной промывки является возможность закупорки КГТ продуктами, слагающими пробку. Кроме того, при подаче жидкости в кольцевое пространство может произойти потеря устойчивости колонны гибких труб в верхней части и смятие. Практические эксперименты и предварительные расчёты режимов выполнения обратной промывки показывают, что в качестве технологических жидкостей в данном случае можно использовать только несжимаемые. Естественно, что обратные клапаны на КГТ и какие-либо другие устройства, пропускающие жидкость в одном направлении по колонне и всему тракту её течения, устанавливаться не должны.

Общий обзор колтюбинговых технологий

В настоящее время существует достаточное множество внутрискважинных операций, которое может быть выполнено посредством колтюбинговой установки. Практическое применение гибких труб постоянно совершенствуется и дорабатывается, расширяется новыми технологиями и стремительно движется вперёд. В нефтегазовой промышленности России имеет место развитие колтюбинговых технологий, однако оно не такое прогрессивное как, например, в США или Канаде.

На сегодняшний день довольно хорошо изучены и опробованы около трёх-четырёх десятков технологий с применением гибких труб. В число этих технологий входят как достаточно простые, так и очень сложные технологические операции, например, бурение скважин.

Диапазон колтюбинговых технологий включает в себя:

- освоение скважин;
- очистку скважин от АСПО и песчаных пробок;
- растепление гидратных пробок;
- установку цементных мостов;
- установку гравийных фильтров;
- различные ремонтно-изоляционные работы;
- кислотную обработку ПЗП;
- гидравлический разрыв пласта;
- ловильные работы;
- каротажные работы;
- визуальное обследование ствола скважин;
- бурение боковых стволов и горизонтальных участков скважин;
- бурение новых стволов.

Названные технологии являются лишь частью из полного списка возможных для выполнения их колтюбинговыми установками.

В нашей стране зачастую применяются не очень сложные технологии, как правило, это различного рода промывки, водоизоляция, освоение, а приоритет по выполнению сложных технологий остаётся всё-таки за иностранными компаниями, работающими на территории нашей страны, но со временем увеличивается количество непростых технологических операций, выполняемых российскими специалистами.

Ниже приведена сравнительная характеристика традиционного метода ремонта и с применением КГТ:

Наименование работ	Продолжительность работ, бригадо-часы	
	без применения колтюбинга	с применением колтюбинга
Переезд на скважину	11,0	1,9
Глушение скважины	2,9	–
Подготовительные работы	6	2,1
Монтаж установки	6,4	3,1
Подъём глубинно-насосного оборудования	12,0	–
Спуск и опрессовка НКТ	11	4,5
Промывка забоя, определение приёмистости	4,2	5,7
Закачка растворителя или кислотного раствора	2,7	3,7
Реагирование	8	8
Вымыв продуктов реакции	2,3	4,0
Подъём НКТ	8,4	2,0
Спуск глубинно-насосного оборудования	11,6	–
Заключительные работы	9,6	2,0
Итого:		
Продолжительность	143	36
Стоимость, тыс. руб.	272,2	92,8

Проведение тех или иных операций при помощи колтюбинга позволяет сэкономить не только время, но и получить большие технико-экономические показатели. Экспертно-аналитическим отделом ОАО «Татнефть» был проведён анализ экономическо-

го эффекта от использования гибких труб. Он показал, что продолжительность ремонта скважин в этом случае сокращается в 3–4 раза по сравнению с традиционным подходом КРС, а время пребывания в ремонте в 5–7 раз.

За время использования установок с колонной гибкой трубы были выявлены следующие преимущества:

- ускорение спускоподъёмных операций;
- в нагнетательных скважинах исключается подъём колонны НКТ;
- при ОПЗ добывающих скважин по межтрубному пространству исключается подъём ПО;
- возможность проведения неограниченного количества ОПЗ за 1 СПО;
- проведение полного комплекса работ при ремонте горизонтальных скважин;
- возможность проведения работ КРС на депрессии;
- возможность проведения работ КРС без глушения;
- экологическая безопасность при проведении работ;
- высокая культура производства.

Колтюбинговые технологии – это специфический и крайне интересный для изучения вектор в нефтегазовой промышленности, за которым стоит её будущее. Каждая технология имеет свои особенности, плюсы и минусы. Рассмотрим преимущества некоторых технологий и укажем перспективу развития этого направления. Говоря о некоторых колтюбинговых технологиях, стоит отметить, что некоторые из них аналогичны традиционным, но за счёт технических особенностей имеет ряд преимуществ. Например, очистка скважин от парафиновых пробок. Основные преимущества при использовании КГТ обусловлены герметичностью полости скважины и возможностью непрерывного ведения процесса без остановки для наращивания промывочной колонны. Процесс удаления парафиновой пробки в определённом смысле аналогичен промывке песчаной пробки: до верхней кромки спуск колонны ведут с повышенной скоростью, затем резко снижают. В процессе удаления парафиновой пробки контролируется температура технологической жидкости, закачиваемой в скважину и поднимающейся из скважины. Также происходит с растеплением гидратных пробок.

Особенно эффективно применение колтюбинговой технологии при аномально низких пластовых давлениях, так как работы могут производиться без глушения скважины. Также гибкую трубу целесообразно применять при намыве гравийного фильтра при условиях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а глушение пласта нежелательно.

При применении колтюбинга при кислотной обработке призабойной зоны исключается негативное воздействие химреагентов на внутреннюю поверхность НКТ. Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25–30 %, кроме того, сокращается общее время обработки скважины.

Многообразие колтюбинговых технологий включает использование гидродинамических генераторов, создающих низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Эти технологии, называемые колтюбинговыми волновыми технологиями, применяются для очистки забоя и НКТ от отложений, свабирования, для обработки ПЗП, обработки горизонтальных скважин и боковых стволов, а также для ограничения водопоглощения и выравнивания профилей приёмистости. Для осуществления виброволнового воздействия применяются гидродинамические генераторы колебаний с оригинальным принципом работы. При относительно малых диаметре и массе они обладают высоким гидравлично-акустическим КПД и способны генерировать низкочастотные колебания достаточно высокой амплитуды при сравнительно малом расходе прокачиваемой через них жидкости. Их параметры настраиваются на рациональный частотно-амплитудный диапазон функционирования в соответствии с конкретными геолого-техническими характеристиками скважин.

Использование гибких труб открывает новые возможности для выполнения каротажных исследований. Спуск приборов в сильно искривлённые скважины на кабелетросе затруднен, а в горизонтальную скважину и вообще невозможен. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. Использование КГТ существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение. Это обусловлено более высокой продольной жёсткостью гибких труб по сравнению с геофизическим кабелем. Одновременно в процессе проведения исследований через колонну гибких труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты. Сейчас применяются приборы, не требующие применения кабеля, они заряжаются на определённое время работы, устанавливается таймер на начало работ, монтируются на низ колонны и проводится исследование.

Аналогично каротажным работам проводится визуальное исследование ствола скважины, где вместо геофизического оборудования применяется камера. Применение гибкой трубы позволяет вывести эти работы на более высокий технологический уровень. Так как обеспечивается точность позиционирования камеры, возможность выполнения непрерывной промывки скважины, а также снятие ограничений на профиль скважины, в которой выполняются работы.

Применение гибкой трубы при ловильных работах имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами ремонта скважин.

Например, некоторых из них:

- работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины;
- ускорение СПО по сравнению с традиционными технологиями;
- более быстрое развёртывание и свёртывание техники;
- сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов;
- значительное сокращение затрат.

По сравнению с канатными операциями здесь есть плюсы: возможность промывки скважины, возможность вращения инструмента с помощью винтового забойного двигателя и возможность проведения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Для ловильных работ гибкими трубами требуется соответствующий специфический набор инструмента. При проведении ловильных работ сначала тщательно контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений. Такие устройства, как гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели, должны быть испытаны с целью получения фактических значений давлений и расходов, при которых они срабатывают.

К недостаткам технологии с использованием гибкой трубы по сравнению с технологией, реализуемой установками капитального ремонта скважин, относятся невозможность вращения колонны, а также не всегда достаточные развиваемые усилия по сравнению с традиционными конструкциями.

Говоря о перспективе применения колтюбинга, следует отметить следующие направления. Во-первых, это бурение различных плотных пробок из песка, парафина, кристаллогидратов, а также цемента; боковых стволов и горизонтальных участков скважин и, наконец, бурение новых скважин. Преимущества бурения с помощью КГТ заключаются: в исключении операций, связанных с наращиванием колонны, в возможности ведения бурения на депрессии. В результате становится возможным:

- увеличение скорости проводки скважины;
- сокращение времени развёртывания и свёртывания комплекса оборудования для бурения;
- сократить трудоёмкость буровых работ и численность персонала;
- повысить безопасность ведения работ;
- существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды;
- сократить площадь поверхности, занимаемой буровой установкой;
- сократить общее время обустройства скважины и ускорить её введение в эксплуатацию.

Во-вторых, гибкая труба используется при эксплуатации скважин в тех случаях, когда необходимо увеличить скорость восходящего потока пластовой жидкости или газа. Подобные задачи возникают при уменьшении пластового давления и соответственного снижения дебита газовых скважин, приводящего к образованию жидкостных или песочных пробок на забое газовой скважины. При эксплуатации фонтанирующих нефтяных скважин с достаточным газовым фактором переход на колонну лифтовых труб меньшего диаметра обеспечивает возникновение естественного газлифта и переход в режим фонтанирования.

Наиболее предпочтительным является первый вариант, который исключает установку пакера посредством гибкой трубы. Первая предусматривает оснащение нижнего конца посадочным ниппелем, который должен взаимодействовать с ответной деталью, установленной на пакере, предварительно размещённом в скважине. Вариант, предусматривающий спуск пакера на гибкой трубе, требует выполнения традиционного набора операций. Обязательным условием при этом является использование разъединителя, который срабатывал бы без вращения трубы с поверхности.

В-третьих, гибкая труба используется в трубопроводном транспорте, в качестве выкидных линий скважин, трубопроводов для воды. Есть опыт прокладки такого гибкого трубопровода по дну моря со специального трубоукладочного судна.

В-четвёртых, наматываемые трубы применяют для обслуживания наземных трубопроводов, водоводов системы поддержания пластового давления.

И, в-пятых, можно сказать о перспективности применения колтюбинговых установок при скважинной добыче твёрдых полезных ископаемых.

Литература

1. Технологический регламент по ремонту скважин с помощью колтюбинговых установок на месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча», 2016.
2. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: справочное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
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., 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.
5. 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.
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. Вайншток С.М. [и др.]. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М. : Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К. : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
13. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.

15. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В., Нкунзи Донатилль. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
16. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Фёдоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М. : Научно-Образовательное Содружество «Evolutio», 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
17. Березовский Д.А. [и др.]. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 109–137.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Научный журнал «Globus», 2017. – Ч. 1. – С. 5–19.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 125–140.
20. Березовский Д.А., Барамбонье Соланж. Особенности проведения капитального ремонта скважин при разработке месторождения Жетыбай // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 150–167.
21. Березовский Д.А., Самойлов А.С. Анализ проведения капитального ремонта скважин с помощью агрегата «гибкая труба» в скважинах НГДУ «Фёдоровскнефть» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 120–144.
22. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 176–179.
23. Мацко А.В., Лукьянов В.Т. Промысловое определение сил трения при движении гибких труб в скважине // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 197–202.
24. Мусафири Норманн, Савенок О.В. Комплекс мероприятий, выполняемых колтюбинговыми установками // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 63–65
25. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 261–264.
26. Савенок О.В., Мусафири Норманн. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефте- и газодобычи // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 33–47.
27. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620652. Заявка № 2014620265. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 06 мая 2014 г.

References

1. Technological Regulations for Well Servicing with Coiled Tubing Units at Yamburggazdobycha fields, 2016.
2. Bulatov A.I. Coiled Tubing Technology for Drilling, Completing and Repairing Oil and Gas Wells: reference manual. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2008. – 370 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. 3. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., and Savenok O.V. Asphalt-tar-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – 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. Weinstock S.M. [et al.]. Underground repair and drilling of wells with the use of coiled tubing. – М. : Publishing House of the Academy of Mining Sciences, 1999. – 224 p.
9. Savenok O.V. Optimization of Functioning of Operational Techniques to Increase Efficiency of Oilfield Systems with Difficult Production Conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.

10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Tretiak A.Y., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational Health and Safety in Drilling and Operation of Oil and Gas Wells : a manual. – Novocherkassk : Lyk, 2016. – 290 p.
12. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of LLC «Gazprom добыча Краснодар» // Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev). – K. : multidisciplinary scientific journal «Archivarius», 2016. – Part 1. – P. 5–10.
13. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the cased wellbore from sand plugs with the help of waterless drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International scientific conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part. 4. – P. 34–42.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand from the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International Research Organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
15. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V., Nkunzi Donatill. Technology of well cleaning from sand plug during well workover on the example of Konitlorskoye oil field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
16. Berezovskiy D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Technology of sand plug washing on the wells of Fedorovskiy field // Monthly scientific journal «Evolutio. Technical and applied sciences. Sectors of Economics». – M. : Scientific and Educational Contribution to Evolutio, 2016. – № 7/2016. – P. 4–13.
17. Berezovsky D.A. [et al.]. Analysis of efficiency of workover operations at wells of Yughidskoye field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 2. – P. 109–137.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L. Technology of sand plug flushing on wells of Kul-Sarinskoye field // Collection of publications of the scientific journal «Globus» on the materials of the XXIV International Scientific Conference «Achievements and problems of co-temporal science» (October 4, 2017, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : Scientific Journal «Globus», 2017. – Part 1. – P. 5–19.
19. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of efficiency of the underground well workover at Sovets oil field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2017. – № 4. – P. 125–140.
20. Berezovsky D.A., Baramboye Solange. Peculiarities of well workover at development of Zhetybay deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2018. – № 1. – P. 150–167.
21. Berezovsky D.A., Samoilov A.S. Well workover analysis with the help of «coiled tubing» unit in wells of NGDU «Fedorovskneft» // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 120–144.
22. Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Coiled tubing application in oil and gas industry // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 hours. – Part 1. – P. 176–179.
23. Matsko A.V., Lukianov V.T. Field determination of friction forces at coiled tubing movement in a well // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 197–202.
24. Musafiri Normann, Savenok O.V. Complex of Measures Performed by Coiled Tubing Units // Collection of the Best Scientific Works of Young Scientists of the Kuban State Technological University awarded at the Contests; abst. ed. by S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FSBOU VO «Kuban State Technological University», 2018. – P. 63–65
25. Savenok O.V. Coiled tubing technologies for hydrate plug removal and well thawing // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 261–264.
26. Savenok O.V., Musafiri Normann. Development of coiled tubing technologies in practice of oil and gas production // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 33–47.
27. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells. Certificate of State Registration of Database № 2014620652. Application № 2014620265. Date of receipt is March 12, 2014. Date of state registration in the Register of Databases 06 May 2014.