

С.М.Вайншток А.Г.Молчанов
В.И.Некрасов В.И.Чернобровкин

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ И БУРЕНИЕ СКВАЖИН СПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ТРУБ



С.М.Вайншток А.Г.Молчанов
В.И.Некрасов В.И.Чернобровкин

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ И БУРЕНИЕ СКВАЖИН СПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ТРУБ



Москва 1999

Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с. : ил. ISBN 5-7892-0038-9

Рассмотрены важные вопросы техники и технологии подземного ремонта скважин с использованием непрерывной колонны гибких труб. Приведена теория создания параметрического ряда оборудования; описаны основные конструкции отечественных и зарубежных агрегатов, устройство их наиболее важных узлов. Даны сведения о колоннах гибких труб. Представлена информация об особенностях технологических процессов при проведении подземного ремонта.

Для инженерно-технических работников, занимающихся подземным ремонтом скважин, а также в качестве учебного пособия для студентов нефтепромысловых специальностей и производственного персонала, обслуживающего агрегаты на промыслах.

Табл. 2, ил. 69, список лит. – 25 назв.

ВВЕДЕНИЕ

Проблемы, которым посвящена эта работа, в равной степени относятся и к бурению, и к подземному ремонту, и к исследованию скважин. Общим для всех этих различных по назначению, применяемой технике и технологии операций является использование колонны гибких непрерывных металлических труб.

История возникновения данной техники и технологий традиционна для нашей страны. Первым опытом применения непрерывной гибкой металлической трубы для подземного ремонта и добычи пластовой жидкости можно считать использование установки погружного электроцентробежного насоса, разработанной под руководством Н.В. Богданова. Ее отличительной особенностью был спуск и эксплуатация погружного агрегата на колонне гибких стальных труб. Кабель питания погружного двигателя при этом располагался внутри колонны. Это предложение и было основным в идее автора проекта, поскольку исключало контакт кабеля со стенками эксплуатационной скважины при спускоподъемных операциях и эксплуатации. В результате надежность кабеля многократно увеличивалась по сравнению с традиционными схемами. Помимо этого, выполнение подземного ремонта сводилось к наматыванию трубы на барабан без свинчивания и развинчивания резьбовых соединений колонны. Установка была изготовлена и пущена в эксплуатацию, но последующая ее история нам не известна.

Данное техническое решение имеет много положительных сторон, но в контексте рассматриваемого вопроса важно одно – колонна непрерывных металлических труб использовалась для операций подземного ремонта скважин (ПРС). К сожалению, это направление создания нефтепромыслового оборудования не получило дальнейшего развития прежде всего из-за отсутствия на тот момент надежных и дешевых гибких труб.

Приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации установок с колонной гибких труб (КГТ) принадлежит фирмам США и Канады.

В настоящее время в мире эксплуатируется более 600 установок, причем их число все время возрастает. В нашей стране их количество не превышает 30. И одной из основных целей, преследуемых нами, является показать преимущество данных установок для дальнейшего расширения их использования.

Основной особенностью описываемого оборудования является работа гибкой трубы при наличии пластических деформаций, что требует создания труб с принципиально иными свойствами, чем изготавливаются в настоящее время. Достаточно интенсивные работы в этом направлении наши специалисты ведут под эгидой ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" НК "ЛУКОЙЛ".

Бурное развитие техники и технологии с использованием колонны гибких труб обусловлено следующими их преимуществами:

- **при исследовании скважин:**

- обеспечение возможности доставки приборов в любую точку горизонтальной скважины;

- высокая надежность линии связи со спускаемыми приборами;

- **при выполнении подземных ремонтов:**

- отсутствует необходимость в глушении скважины и, как одно из следствий, не ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны продуктивного пласта;

- сокращается время проведения спускоподъемных операций за счет исключения свинчивания (развинчивания) резьбовых соединений колонны труб;

- уменьшается период подготовительных и заключительных операций при разворачивании и свертывании агрегата;

- исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;

- **при проведении буровых работ:**

- исключается возникновение ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;

- обеспечивается возможность бурения с использованием в качестве бурового раствора нефти или продуктов ее переработки. Это позволяет осуществлять вскрытие продуктивно-

го пласта оптимальным образом и совмещать процесс бурения с отбором пластовой жидкости;

– становится возможным выполнять разрушение породы в условиях депрессии;

– обеспечивается эффективное бурение горизонтальных участков скважин;

– становится возможным применять устройства, информирующие бурильщика о режимах бурения и оперативного управления процессом проводки скважины. При работе с подобным оборудованием реализуется "эффект присутствия" оператора установки на забое скважины.

Весьма важным при проведении любых работ в скважине является решение социальной задачи – исключается значительный объем операций, выполняемых под открытым небом в любое время года при любой погоде. Хотя наиболее трудоемкие операции по свинчиванию и развинчиванию труб в настоящее время механизированы, объем ручного труда остается значительным. К ним относятся управление ключом, выброс труб на мостки и т.д.

В ряде случаев это касается прежде всего работ в горизонтальных скважинах, применение КГТ является необходимым условием проведения операций. К таким случаям относится выполнение любых работ в горизонтальных участках большой длины.

При разбуривании и эксплуатации морских месторождений использование КГТ особенно эффективно.

Следует отметить и недостатки, присущие рассматриваемой технике. К ним, в частности, относятся:

- самопроизвольное и неконтролируемое скручивание КГТ;
- невозможность принудительного проворота КГТ;
- ограниченная длина труб, намотанных на барабан;
- сложность ремонта КГТ в промысловых условиях.

В то же время новые технологии не являются панацеей от всех бед и полностью не заменяют существующих традиционных технологий, а в ряде областей не могут быть ими заменены. Наличие оборудования для работы с колонной гибких труб не исключает применения агрегатов ПРС, подъемников и другого существующего нефтепромыслового оборудования. Оно дополняет его и в ряде случаев приумножает до сих пор не реализованные возможности.

В то же время область применения описываемых технологий постоянно расширяется. Сейчас у специалистов, работа-

ющих над созданием и совершенствованием оборудования, существует мнение, что нет таких операций или процессов при бурении и ПРС, где нельзя было бы применить КГТ. Предполагают, что в ближайшее время с помощью таких установок будут выполнять более половины всех подземных ремонтов скважин.

В нашей стране до сих пор не сформировалась и не устоялась терминология этой новой области нефтепромысловой техники и технологии. Основным применяемым термином у нас для обозначения этого направления является русифицированная транскрипция "coiled tubing" – колтюбинг, что означает трубу, наматываемую на катушку. Это происходит по простой и традиционной для нас причине – новое оборудование поступает в основном из США и Канады. При этом автоматически переносятся и импортные названия технологий, узлов и деталей. В большинстве случаев для этого нет достаточных оснований, поскольку для подобного рода устройств или операций имеются устоявшиеся отечественные наименования. Поэтому в данной работе мы стремились подходить к терминологии достаточно осторожно, используя существующие технические обозначения, но и не игнорируя иностранные термины.

Цель настоящей работы заключается в том, чтобы дать специалистам обобщенную информацию об основных направлениях в развитии нового оборудования и операциях, выполняемых с его помощью. Несмотря на достаточно большое количество изданных статей и брошюр, на сегодняшний день нет работы, в которой наиболее полно отражалось бы состояние данного вопроса. Эта книга не является ни инструкцией по эксплуатации оборудования, ни сборником регламентов по выполнению работ ПРС. Ее основная задача – заинтересовать новым направлением развития техники и технологии работников нефтяной и газовой промышленности, а также машиностроителей.

1. АГРЕГАТЫ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ

1.1. ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ АГРЕГАТОВ

Идея использования колонны гибких труб (КГТ) для выполнения операций подземного ремонта скважин (ПРС) представляет собой принципиально новый подход к решению данной проблемы. При этом не само предложение о применении одной сплошной непрерывной колонны вместо собираемой из отдельных труб является новаторским, а реализация схем работоспособного оборудования в подземных условиях.

Работа с непрерывной колонной стальных труб осложнена тем, что, как известно, действующие напряжения не должны превышать предела упругости. Если же это условие не соблюдается, то ни о какой прочности при статическом или циклических нагружениях говорить не приходится.

Реализация схем работоспособного оборудования стала возможной только после решения двух технических задач: это создание колонны гибких труб, обладающих достаточно высокой циклической прочностью даже за пределами упругости, и промышленного оборудования, обеспечивающего спуск и подъем такой колонны в скважину, а также выполнение всех необходимых технологических операций. В результате решения этих задач появилась новая технология проведения буровых работ и подземного ремонта скважин на основе использования колонны непрерывных гибких труб. Причем имеется в виду новая технология выполнения не спускоподъемных операций, а всего комплекса работ. К ним относятся

подготовка оборудования, выполнение операций ремонта или бурения скважины и свертывание комплекса оборудования.

В 50-х годах Н.В. Богдановым было предложено использовать колонны гибких труб для спуска в скважину электропогружного центробежного насоса. При этом кабель, питающий погружной электродвигатель, располагался внутри колонны гибких труб. Подобное решение позволяло не только ускорить процесс выполнения спускоподъемных операций при смене насоса, но и обеспечивал сохранность кабеля при эксплуатации искривленных скважин. Однако практическая реализация этого предложения в сколько-нибудь широких промышленных масштабах в то время была нереальна.

Тогда же были разработаны и доведены до практического внедрения конструкции буровых установок с применением непрерывных колонн гибких труб – шлангокабелей. По существу, они представляли собой резинометаллические рукава большого диаметра. Работы по их созданию проводили, в частности, специалисты Франции и нашей страны. Совместные испытания осуществляли на опытной буровой установке, однако в силу ряда причин их промышленное внедрение не состоялось.

Тем не менее, и у нас в стране, и за рубежом продолжали разрабатывать оборудование подобного класса. Уже первые пробные его варианты показали, что, несмотря на очевидную простоту самого принципа новой технологии проведения подземного ремонта, его реализация требует создания машин нового типа, ранее не существовавших и не имевших аналогов ни в одной отрасли машиностроения. Еще большую проблему представляла разработка технологии изготовления гибких труб, прочность и долговечность которых соответствовали бы условиям их эксплуатации.

Как и любое новое направление техники, оборудование с применением колонн гибких труб и технология их производства создавались не на пустом месте. К этому моменту уже существовали машины для спуска в скважину под давлением кабеля и труб. Были разработаны технологии производства электросварных труб. Но создание реально действующих машин и оборудования, рассматриваемых нами, даже на основе уже имеющихся конструкторских и технологических решений потребовало проведения огромного объема работ.

В общих чертах проследить историю создания этого вида оборудования можно на основе патентов (полученных прежде всего в США и России), указанных в Приложении.

Состояние, в котором находятся разработка, изготовление и эксплуатация оборудования с использованием колонны гибких труб, в нашей стране традиционно как и для любого нового направления развития техники и технологии. С одной стороны, у нас разработано достаточно много оригинальных технических решений, а с другой стороны, их внедрение в производство отстает в отличие от аналогичных ситуаций в зарубежных фирмах. Накопленный последними большой опыт в области производства и эксплуатации оборудования подобного типа, а также отечественные наработки позволяют сделать вывод о том, что принципиально все основные технические вопросы можно считать решенными. В настоящее время апробированы в эксплуатации различные конструктивные схемы, имеется достаточно большая элементная база для создания агрегатов [1]. Кроме того, разработаны и испытаны разные варианты технологий выполнения работ с использованием агрегатов нового типа. Естественно, что процесс совершенствования и конструкций агрегатов, и реализуемых технологий будет продолжаться.

1.2. ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ И ОБЛАСТЬ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

Мировой опыт применения колонн гибких труб насчитывает более 35 лет. И, конечно, за это время были выявлены и неоднократно подтверждались на практике преимущества использования этой технологии проведения работ по сравнению с традиционной. К ним относятся:

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования, и вплоть до его свертывания;
- возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения;

- отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием колонны гибких труб;

- безопасность проведения спускоподъемных операций, так как в данном случае не нужно осуществлять свинчивание – развинчивание резьбовых соединений и перемещать насосно-компрессорные трубы (НКТ) на мостки;

- значительное улучшение условий труда работников бригад подземного ремонта при выполнении всего комплекса операций;

- сокращение времени при спуске и подъеме внутрискважинного оборудования на проектную глубину;

- обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнения операций подземного ремонта в горизонтальных и сильно искривленных скважинах;

- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в частности, за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;

- существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как при ремонте, так и при проведении буровых работ.

Все эти преимущества новой технологии реализуются при выполнении видов работ, указанных в табл. 1.1, в которой представлены также ориентировочные объемы проведения каждой операции по отношению к общему объему всех работ, выполняемых за рубежом и в нашей стране.

В настоящее время специалисты различных фирм ежегодно выполняют порядка тысячи операций на скважинах с использованием колонн гибких труб.

Применять КГТ начали для осуществления наиболее простых операций при проведении ПРС – очистки колонны труб и забоев от песчаных пробок. При внедрении данной технологии использовали КГТ с наружным диаметром 19 мм. В настоящее время созданы буровые установки, работающие с колоннами диаметром 114,3 мм. При помощи КГТ с промежуточными значениями диаметров в этом диапазоне (19 – 114,3 мм) можно осуществлять практически весь набор опе-

Т а б л и ц а 1.1

Виды работ	Доля каждого вида работ в общем балансе, %	
	США и Канада	Россия
Подземный ремонт скважин	95	100
В том числе:		
удаление пробок		
в колонне НКТ электроцентробежного насоса	10	82,9
в затрубье установки штангового насоса	—	3,5
очистка забоя, продувка скважин азотом	50	6,7
кислотная обработка	10	1
ловильные работы	13	1,74
цементирование скважин	5	—
каротаж и перфорация	7	—
перфорация НКТ	—	2,4
Бурение горизонтальных участков ствола скважины и забуривание второго ствола	2	—
Прочие операции	3	—

Примечание. Прочерки в графах означают, что эти виды работ с применением КГТ не освоены.

раций подземного ремонта скважин и бурения. Параллельно с совершенствованием и созданием новых технологий выполнения нефтепромысловых работ шло развитие и технологии изготовления гибких труб, а также нефтепромыслового оборудования и инструмента, обеспечивающего их применение.

Характерной особенностью процесса совершенствования данной технологии ведения работ и оборудования для ее реализации является то, что освоение этой группы оборудования идет более высокими темпами, чем в целом всей группы машин для обслуживания скважин. Сейчас можно сказать, что нефтепромысловое оборудование, реализующее традиционные технологии, подошло очень близко к пределу своего совершенства. И оборудование для реализации технологий с использованием КГТ является "прорывом", обеспечивающим резкое повышение эффективности процессов ремонта и бурения скважин, особенно при проведении работ на месторождениях

со сложными географическими и климатическими условиями, например, в Мексиканском заливе, Канаде, Северном море, Западной Сибири, на Аляске и побережье Ледовитого океана.

Поскольку в комплекс КГТ не входят мачты или вышки, являющиеся необходимой составляющей традиционного нефтепромыслового оборудования, его удобно применять на морских платформах и различных эстакадах с ограниченными размерами рабочих площадок.

Естественно, что с помощью рассматриваемого комплекса еще в определенной части не достигнуты параметры и режимы работ, которые обеспечивает традиционное оборудование. Однако преимущества КГТ и новые технические решения, способствующие их совершенствованию, позволяют постоянно расширять область применения данного оборудования и повышать эффективность ведения работ. Например, использование колонны гибких труб внесло радикальные положительные изменения в практику бурения нефтяных и газовых скважин, особенно при их заканчивании, а также в технологию выполнения каротажных исследований, работ по вскрытию пласта в сильно искривленных и горизонтальных скважинах.

Перспективы дальнейшего применения КГТ обусловлены, в частности, следующими факторами:

- к настоящему времени создано оборудование, позволяющее работать с колоннами гибких труб практически всех необходимых диаметров и длин при высоких скоростях спуска и подъема;
- обеспечена долговечность КГТ в условиях нейтральных и коррозионно-активных жидкостей.

Высокая эффективность работ, выполняемых с использованием КГТ, безусловно, повлияет на стратегию и тактику разработки месторождений в будущем. Прежде всего это касается эксплуатации месторождений, расположенных в отдаленных и труднодоступных районах, а также тех, пластовая жидкость которых имеет аномальные свойства. Кроме того, при дальнейшем совершенствовании оборудования, обеспечивающего работу КГТ, можно достичь высокой эффективности проведения всего комплекса работ, связанных с бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом горизонтальных скважин.

Можно выделить основные ключевые направления развития данных технологий в России:

- расширение класса типоразмеров установок;
- повышение технического уровня оборудования, эксплуатационных характеристик агрегатов;
- разработка систем автоматизированного контроля за функционированием узлов агрегатов и технологическими процессами;
- создание установок с длинномерными безмуфтовыми трубами большого диаметра для забуривания вторых стволов и проходки горизонтальных участков скважин;
- обеспечение комплектности поставок;
- возможность сервисного обслуживания;
- доступная стоимость.

Реализация развития этих направлений будет более эффективна при условии создания полигонов для испытаний оборудования, отработки технологий и эксплуатации установок, выделения участков непосредственно на нефтепромыслах и месторождениях для внедрения описываемых технологий – вначале в сопровождении традиционных подъемников для замены муфтовых НКТ на КГТ, а затем для полного сервисного обслуживания скважин с использованием всех возможностей технологий, основанных на применении длинномерной безмуфтовой трубы для:

- текущего и капитального ремонта объектов;
- освоения скважин;
- эксплуатации КГТ в нагнетательных скважинах;
- применения КГТ в установках центробежных насосов;
- работы струйных насосов на КГТ;
- эксплуатации серийных штанговых насосов с использованием гидропривода через КГТ;
- обустройства нефтепромысловой сети.

1.3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ АГРЕГАТОВ

Разработка агрегата состоит из нескольких этапов.

Вначале определяют набор операций, выполняемых агрегатом. Для решения этой задачи необходимо проанализировать объемы работ, проводимых при подземных ремонтах скважин,

как с точки зрения их количества, так и номенклатуры. В результате должны быть выделены группы близких по составу операций. Затем в соответствии с их содержанием устанавливают требования к узлам агрегатов, при выполнении которых реализуется проведение операций. При этом основными факторами, определяющими эти требования, являются характеристики фонда скважин, для обслуживания которых предназначен данный агрегат. Этот этап работ может быть выполнен на уровне объединения, региона и в целом нефтедобывающей отрасли, что обусловливается масштабом решаемых задач.

Полученные данные служат основой для выполнения следующего этапа работ – выбора соответствующих конструктивных схем и проработки основных узлов агрегата, что в итоге позволяет определять их габариты, весовые характеристики и мощность, необходимую для приведения их в действие.

Дальнейшие этапы включают предварительную компоновку необходимых узлов агрегата и выбор соответствующей транспортной базы. Одновременно устанавливают тип приводного двигателя (ходовой или палубный) и его характеристики.

Каждый последующий этап предусматривает корректировку предыдущего на основе выполненных работ (см. разд. 1.4).

Наиболее ответственными являются начальные этапы, поскольку именно на этих стадиях определяют облик создаваемого агрегата и его параметры, а также концепцию проектируемой машины – создание многопрофильной либо узкоспециализированной установки. Желательно, чтобы эти проблемы решались не для одного типоразмера, а для параметрического ряда в целом, что позволяет оптимальным образом определить тираж изготовления машин с заданными техническими характеристиками. При этом упрощается унификация отдельных узлов и выбор комплектующих изделий.

Особенностью разработанной нами методики построения параметрического ряда оборудования является отказ от создания машин с геометрически подобными кинематическими схемами. При этом каждый тип схемы установки имеет вполне определенную область оптимального применения, выход

за пределы которой в сторону увеличения приводит к ухудшению ее технико-экономических показателей (прогрессирующему увеличению массы и стоимости), а уменьшения – к снижению эксплуатационных характеристик (усложнению обслуживания и ремонта). Поэтому в качестве основного принципа создания ряда агрегатов с заданными параметрами принято проектирование отдельных установок с различными принципиальными схемами, но при обеспечении максимальной унификации деталей, изнашивающихся в процессе эксплуатации.

1.4. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ АГРЕГАТА

Установки с использованием колонны гибких труб следует создавать компактными и монтировать на автомобильном шасси с проходимостью, обеспечивающей передвижение в условиях намывных кустов и дорог без твердого покрытия. Оборудование агрегата должно работать при температуре окружающей среды от -45 до $+45$ °С и быть стойким к агрессивным средам. Необходимо, чтобы монтаж-демонтаж установки на устье скважины проводился без привлечения дополнительной грузоподъемной техники.

Агрегат должен обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

- очистку эксплуатационных колонн от гидратопарафиновых пробок путем промывки горячим соевым раствором с плотностью до 1200 кг/м^3 и температурой до 150 °С;

- удаление песчаных пробок;
- извлечение бурового раствора из скважины;
- ловильные работы при капитальном ремонте скважин (КРС);

- цементирование скважин под давлением;
- кислотные обработки под давлением;
- разбуривание цемента;
- изоляцию пластов.

Основное оборудование должно состоять из набора блоков.

Первый блок включает:

- катушку с колонной гибких труб;
- монтажное устройство;

- инжектор – устройство, транспортирующее КГТ;
- кабину управления агрегатом;
- насосную (компрессорную) станцию для очистки гибкой трубы от технологической жидкости.

Второй блок включает:

- емкость для технологической жидкости ($8 - 10 \text{ м}^3$), снабженную теплоизоляцией;
- нагревательное устройство для технологической жидкости. В конструкции следует предусматривать устройства, обеспечивающие ликвидацию отложений на стенках теплообменника нагревателя;
- насос объемного действия для перекачивания технологической жидкости с максимальной подачей 30 л/с и давлением до 70 МПа. Привод насоса осуществляется от ходового двигателя агрегата.

В состав **вспомогательного оборудования**, которым должна укомплектовываться установка, входят:

- уплотнительный элемент устьевой гибкой трубы;
- четырехсекционный противовыбросовый превентор;
- комплект быстроразборного манифольда для технологической жидкости;
- прибор, регистрирующий нагрузку от веса колонны труб;
- комплект внутрискважинного инструмента (локаторы конца трубы, шарнирные отклонители, разъединитель с извлекающим устройством, центраторы колонны, обратные клапаны, струйные насадки, ясы и акселераторы и т.п.).

В комплект оборудования входит **инструмент**:

- полный комплект инструмента, необходимого для выполнения технологических операций и технического обслуживания агрегата;
- запасные части, которыми установка должна быть обеспечена на три года ее эксплуатации.

Необходимо, чтобы конструкция агрегата соответствовала требованиям техники безопасности, действующим в нефтяной и газовой промышленности:

- система освещения установки должна быть защищена от взрывов и обеспечивать освещенность на устье скважины, равную 26 лк;
- уровень звукового давления на рабочих местах не должен быть выше 85 дБ;

- площадки, расположенные на высоте более 1 м, должны иметь перильные ограждения высотой не менее 1 м;

- для подъема на платформу агрегата нужны маршевые лестницы с перильными ограждениями шириной не менее 0,75 м;

- выхлопную систему двигателей агрегатов следует снабжать искрогасителями;

- пост управления агрегатом нужно размещать с учетом хорошей видимости рабочих мест как у скважины, так и на других участках;

- расположение центра тяжести агрегата должно обеспечивать его устойчивое положение при перемещении по дорогам с уклоном до 25° в осевом направлении и до 15° в боковом;

- агрегат необходимо снабжать электрической панелью с выходом 220/50 В для освещения, зарядным устройством и трансформатором-выпрямителем на 24 В постоянного тока для подзарядки аккумуляторов и аварийным освещением.

Габаритные размеры агрегата в транспортном положении не должны превышать по высоте 4,5 м, а по ширине – 3,2 м.

1.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО РЯДА АГРЕГАТОВ

В настоящее время процесс формирования комплекса машин и механизмов для проведения подземного ремонта скважин с использованием колонны непрерывных гибких труб в нашей стране только начинается, и для него характерны следующие признаки:

- значительное влияние идеологии фирм, импортирующих нам оборудование;

- наличие большого числа разнотипных агрегатов, параметры которых выбраны по существу случайно;

- отсутствие четкой постановки задач при создании оборудования;

- бездействие в решении вопросов унификации основных узлов и деталей агрегатов.

Для устранения указанных неопределенностей необходимо прежде всего решить вопросы, касающиеся построения параметрического ряда подобных агрегатов. В основе проектирования любого параметрического ряда оборудования заложено

определение числа типоразмеров машин, составляющих данный ряд, и назначение их главных параметров. В случае оптимального проектирования ряда повышается серийность выпуска, уменьшается стоимость продукции за счет обеспечения унификации, облегчается эксплуатация. В настоящее время существует несколько методик проектирования рядов оборудования [2], среди них – создание размерно-подобных и типоразмерных рядов. Для нефтепромысловых машин наиболее приемлемыми являются последние, поскольку требуются установки с неравномерной насыщенностью градаций во всех частях ряда.

Применяемость машин, принадлежащих конкретному параметрическому ряду, определяется плотностью распределения востребованности их параметров и находится из конкретных условий их эксплуатации.

Поскольку каждая машина характеризуется достаточно большим набором параметров, то при проектировании ряда необходимо выделить основные из них. Под таковыми подразумеваются независимые параметры машины, обусловленные непосредственно условиями эксплуатации (условиями применяемости), и от которых, в свою очередь, зависят другие характеристики агрегата.

Одна из существующих методик проектирования подобных рядов машин основана на исследовании “избыточных” величин параметров, т.е. тех запасов, которыми обладает конкретная установка, принадлежащая какому-либо ряду и эксплуатируемая на данной скважине. Этой машиной может быть, например, станок-качалка, агрегат подземного ремонта и любая другая, параметры которой прямо или косвенно связаны с характеристиками скважин.

Разработанная методика подразумевает определение суммы “избыточных” главных параметров для машин, принадлежащих данному ряду, числа типоразмеров и числа машин каждого из последних, при которых эта величина становится меньше допустимой [3].

Агрегаты подземного ремонта, использующие колонну гибких непрерывных труб, характеризуются следующими параметрами:

- длиной колонны труб;
- диаметром колонны труб;

- типом монтажной базы (автомобильное или тракторное шасси, прицеп);
- диаметром барабана для хранения труб;
- тяговым усилием при извлечении трубы, развиваемым транспортером;
- скоростью перемещения трубы транспортером;
- давлением в полости ремонтируемой скважины;
- давлением технологической жидкости;
- составом бригады, обслуживающей агрегат;
- массой агрегата;
- показателями надежности.

В данном перечне указаны не все показатели, а только лишь те, которые определяют его конструктивные особенности.

Главными следует считать параметры, не связанные друг с другом, а обусловленные только условиями эксплуатации агрегата и не зависящие от других его показателей, а наоборот, определяющие их. Такими являются диаметр и длина колонны гибких труб и агрегата. Именно они влияют на остальные параметры, конструкцию агрегата и его компоновку. Например, диаметр и длина колонны труб определяют диаметр барабана и тяговое усилие. Эти же показатели существенно влияют и на давление насосов, перекачивающих технологическую жидкость, и компоновку агрегата, от которой зависит тип монтажной базы.

Работы по созданию параметрического ряда осуществляются в несколько этапов [4].

Первый этап – ознакомление с существующим оборудованием в целом, анализ состояния достигнутого уровня техники, основные тенденции ее развития.

Второй этап – анализ факторов, определяющих границы изменения главных параметров машин.

Третий этап – анализ оборудования, имеющегося в эксплуатации, с учетом степени его изношенности.

Если содержание первого и третьего этапов достаточно ясно, то работы, проводимые на втором этапе, требуют дополнительного разъяснения.

К факторам, определяющим границы изменения главных параметров агрегатов, относятся (по мере возрастания сложности анализа) ограничения по глубинам обработки колонн и необходимым подачам технологической жидкости в случае

проектирования специализированного агрегата для выполнения достаточно массовых однотипных операций, например, удаление парафиногидратных пробок. В этом случае длина колонны гибких труб зависит от интервала образования пробок указанных типов. Эти величины находятся по данным статистической обработки режимов работы агрегатов ПРС при выполнении подобных операций за последние 3 – 5 лет. Как показывает опыт, график, характеризующий плотность вероятности $p = p(L)$ появления необходимости удаления пробки в заданном интервале глубин L , обычно близок к нормальному логарифмическому распределению:

$$p(L) = 0,4343 / [(2\pi)^{1/2} \sigma x_0] \exp[-(\lg x - \lg x_0)^2 / 2\sigma^2].$$

Величины дисперсии σ и математического ожидания x_0 определяются особенностями распределения глубин скважин и зон воздействия при проведении ПРС.

Данный подход к оценке величин главных параметров агрегата является наиболее простым, поскольку в этом случае устанавливается значение величины вероятности соответствия параметра агрегата возможной ситуации. Обычно эта величина принимается равной 0,95 и графически может быть интерпретирована как значение L , для которого справедливо следующее условие: площадь под кривой, характеризующей искомое распределение, справа от искомого значения длины колонны составляет 5 % общей площади, ограниченной этой кривой на интервале $0 < L < \infty$. Для конкретной практической ситуации данный интервал можно не рассматривать в строгом математическом смысле. При этом в качестве величины правой границы интервала может быть принята максимальная глубина забоя $L_{\max}$ эксплуатационных скважин для данного месторождения или региона: $0 < L < L_{\max}$.

Примером решения задачи подобного типа является выбор длины колонны гибких труб для агрегата, предназначенного для удаления парафиногидратных пробок. Для регионов Западной Сибири и Поволжья интервал их образования не превышает 1100 – 1200 м, а глубина нижней границы в среднем составляет 750 – 850 м.

В тех случаях, когда подобного ограничения нет, решение задачи становится более сложным, поскольку проектируемые

агрегаты должны обеспечивать обработку скважин в широком диапазоне глубин при выполнении большой номенклатуры операций. При этом необходимо проводить анализ существующего фонда скважин, прежде всего с точки зрения распределения таких параметров, как глубины забоев, фильтров, подвесок внутрискважинного оборудования, дебитов и по возможности моделей применяемого эксплуатационного оборудования и существующих режимов его работы.

Подобные расчеты проводят либо в масштабе отдельного региона, либо отрасли в целом в зависимости от имеющейся базы данных. При этом целью этих расчетов может быть как указанная выше, так и определение области применения новых типоразмеров оборудования, и оценка возможности замены одного типа оборудования на другой.

Например, для выполнения всего комплекса работ текущего подземного ремонта, начиная от удаления пробок и до промывки забоя скважин, эксплуатируемых фонтанным способом и установками электроцентробежных погружных насосов (УЭЦН), длина колонны труб должна соответствовать распределениям глубин, приведенным соответственно на рис. 1.1 и 1.2.

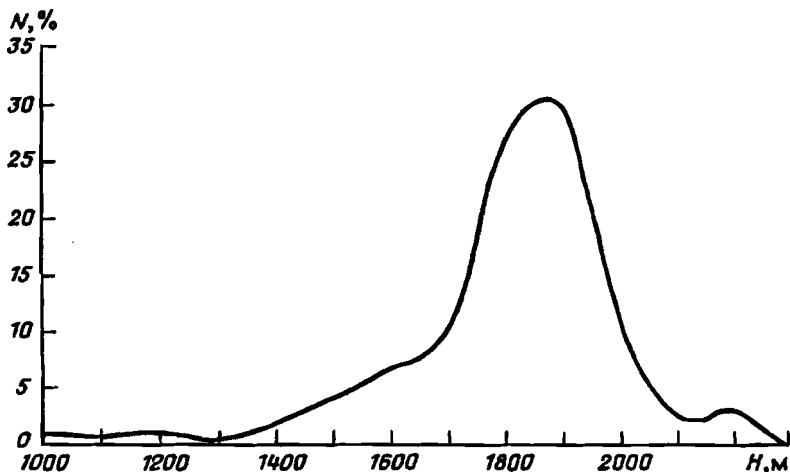


Рис. 1.1. Распределение скважин по глубинам подвески электроцентробежных насосов:

N — доля скважин от общего числа; H — глубина подвески

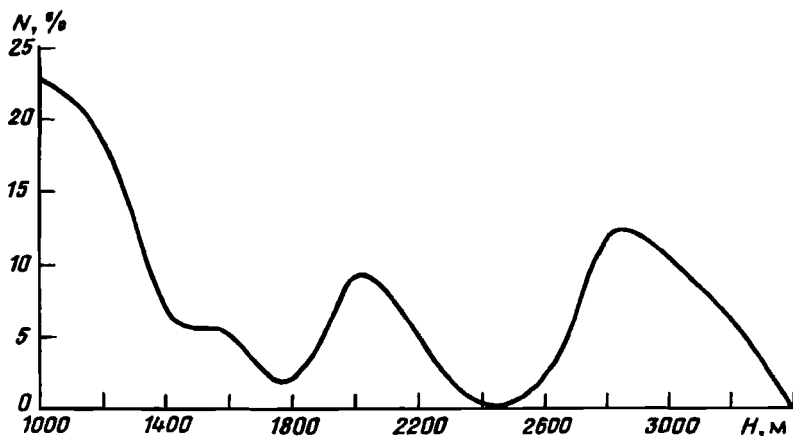


Рис. 1.2. Распределение скважин по глубинам подвески лифтовых колонн при использовании фонтанного способа эксплуатации

При этом величина диаметра труб из независимого параметра превращается в зависимый с коэффициентом корреляции меньше единицы. Эта частичная зависимость объясняется следующим образом. Выполнение технологических операций требует обеспечения определенной минимальной подачи жидкости, при котором она может быть осуществлена. Например, промывка забоя скважины должна проводиться при таких скоростях восходящего потока жидкости, чтобы обеспечивался вынос частиц песка с забоя. Операции, связанные с разбуриванием, выполнимы только при подаче технологической жидкости, соответствующей паспортным данным забойного двигателя. Можно привести еще много аналогичных примеров, из которых следует, что существует предел подачи технологической жидкости, обеспечение которого возможно лишь при длине колонны гибких труб, на которую рассчитан данный типоразмер агрегата.

Гидродинамические потери, возникающие при течении технологической жидкости по колонне гибких труб, достаточно велики и занимают одно из первых мест среди всех остальных компонент, определяющих давление, которое должен развивать насос. Самое главное, что их величина зависит от параметров колонны труб и в первую очередь от ее длины и внутреннего диаметра.

Если не принимать во внимание ограничения на величину максимального давления, обусловленные конструкцией насоса, то она будет определяться прочностью колонны гибких труб. При спуске последней на полную длину напряжения, действующие в ее опасном сечении, зависят от длины колонны и внутреннего давления, которое, как отмечалось, в значительной степени связано с гидродинамическими потерями.

Учитывая изложенное, можно сделать вывод о том, что одним из этапов проектирования параметрического ряда агрегатов, работающих с колонной гибких труб, должно быть обоснование выбора их диаметра.

Суть описываемой методики проектирования параметрического ряда установок заключается в следующем.

Любой параметрический ряд агрегатов предполагает наличие определенного "избытка" значений показателей по сравнению с необходимыми, которые нужны для обеспечения возможности выполнения подземного ремонта на конкретной скважине и которые обусловлены ее характеристиками. В результате этого "избытка" (запас длины колонны гибких труб и больший, чем необходимо, ее диаметр) при конструировании закладываются избыточные масса агрегата и мощность его привода, которую он мог бы реализовать на скважине [5].

Избыточные значения массы, мощности и любых других параметров обусловлены дискретностью значений характеристик конкретного агрегата. В то же время требуемые показатели, определяемые по существу непрерывным полем параметров скважин, изменяются плавно. Вместе с тем появления избыточных параметров агрегатов могут быть обусловлены его неправильным выбором, необоснованно завышенными требуемыми значениями показателей и другими ситуациями, которые рассматривать нецелесообразно.

Под *избыточным параметром*, применительно к агрегату подземного ремонта, в дальнейшем будем подразумевать разность между значениями параметров конкретного агрегата, существующего реально, и виртуальной установки, которая позволила бы выполнять данную технологическую операцию в требуемом режиме. Необходимо отметить, что при правильном выборе типоразмера агрегата значение избыточного параметра всегда меньше разности между его параметром и аналогичным параметром соседней установки по типоразмер-

ному ряду. Например, реальный параметрический ряд агрегатов подземного ремонта всегда будет обеспечивать некоторую "резервную" длину труб.

Критерий длины колонны труб – достаточно универсальная характеристика, на ней меньше сказываются конъюнктурные факторы, и при необходимости ее без особых затруднений можно использовать для расчетов как стоимостных показателей, так и весовых. Кроме того, эта величина косвенно характеризует степень совершенства конструкции, затраты на транспортирование, монтаж, ремонт и обслуживание последней.

Основным критерием, в соответствии с которым строится ряд, принят минимум неиспользуемой или "резервной" стоимости агрегата. Учитывая то, что стоимость агрегата пропорциональна его массе (в пределах ряда, где применяются идентичные технические решения), для дальнейших оценок перейдем к сравнению именно этих параметров. Применительно к агрегатам подземного ремонта с использованием колонны гибких труб масса машины может быть связана с основными ее параметрами следующей эмпирической формулой:

$$M = aL_{\text{тр}}d_{\text{тр}}^n + b,$$

где a – размерный коэффициент; $L_{\text{тр}}$ – длина колонны гибких труб; $d_{\text{тр}}$ – диаметр гибких труб; n – показатель степени; b – постоянная, которая соответствует массе транспортной базы агрегата.

Соответственно избыточная масса M_i всех агрегатов одного типоразмерного ряда приводов будет обусловлена разностью между общей фактической массой $M_{\text{ф}i}$ всех агрегатов этого типа и общей массой $M_{\text{н}i}$ виртуальных установок, каждая из которых была бы спроектирована специально для работы на конкретной скважине:

$$dM_i = M_{\text{ф}i} - M_{\text{н}i},$$

где i – номер типоразмера установки рассматриваемого параметрического ряда.

Фактическая масса агрегатов одного типоразмера

$$M_{\text{ф}} = F_i M_i,$$

где M_i – масса агрегата i -го типоразмера; F_i – число агрегатов.

Если известно распределение числа агрегатов в зависимости от их массы, то в результате линейной интерполяции на интервале, соответствующем i -му типоразмеру, число агрегатов будет

$$F_i = (M_i - M_{i-1})(p_i + p_{i+1})/2.$$

Здесь p_i и p_{i-1} – плотность вероятности появления агрегатов соответственно с массами M_i и M_{i-1} .

В результате

$$M_{\Phi i} = M_i(M_i - M_{i-1})(p_i + p_{i+1})/2.$$

Общую массу виртуальных агрегатов можно определить, исходя из предположения, что функция $p(M)$ непрерывна. Тогда

$$M_{\text{нi}} = \int_{M_{i-1}}^{M_i} p(M) M dM.$$

В общем виде избыточную массу для одного типоразмера привода можно определить из выражения

$$dM_i = M_i(M_i - M_{i-1})(p_i + p_{i+1})/2 - \int_{M_{i-1}}^{M_i} p(M) M dM.$$

Аналогичные зависимости могут быть записаны и для других основных параметров агрегатов.

Таким образом, используя эти зависимости, можно, исходя из объективно существующего распределения числа агрегатов, по фактической массе найти параметрический ряд, состоящий из N единиц, общая избыточная масса dM_i которого меньше или равна определенному, наперед заданному значению $[dM]$.

Для установления зависимости, характеризующей необходимое число агрегатов с различной массой, целесообразно использовать объективно существующее распределение скважин по глубинам забоев.

В качестве примера можно привести результаты статистического анализа, выполненного специалистами ТПП "Кога-лымнефтегаз" при обработке фактических данных, по определению характеристик фонда скважин, эксплуатируемых фонтанным способом и электроцентробежными насосными установками. По данным обработки показателей режимов эксплуатации более чем 4 тыс. скважин были построены графики распределения их числа по глубинам подвесок колонн лифтовых труб и насосного оборудования.

Рассмотрим методику оценки диаметров колонн гибких труб.

Диаметр КГТ в определенной степени связан с длиной колонны. Эта зависимость обусловлена рядом факторов, которыми, например, являются расход технической жидкости и прочностные показатели материала, из которого изготавливают трубы. По результатам исследования таких взаимосвязей устанавливают, какой длине колонны гибких труб должен соответствовать определенный диаметр.

Решение данной задачи строится на следующих логических основах – для выполнения любых технологических операций комплекс наземного оборудования должен обеспечивать необходимую подачу технологической жидкости. При ее прокачивании по колонне гибких труб гидродинамические потери $\Delta p_{\text{тр}}$ составляют, как правило, больше половины общей величины давления на выходе насосной установки. Остальные компоненты, например, перепад давления на забойном двигателе, устанавливаются согласно паспортным характеристикам устройств.

На основе предварительно выполненных расчетов определено, что максимальное давление p_{max} , развиваемое насосом, может быть вычислено по формуле

$$p_{\text{max}} = (1/K)\Delta p_{\text{тр}},$$

где K – коэффициент, учитывающий долю гидродинамических потерь в общем балансе давления, развиваемого насосом при перекачивании технологической жидкости.

Формула для определения гидродинамических потерь при течении жидкости в трубопроводе имеет вид

$$\Delta p_{\text{тр}} = \lambda \rho L_{\text{тр}} v^2 / 2d_{\text{тр.в}}, \quad (1.1)$$

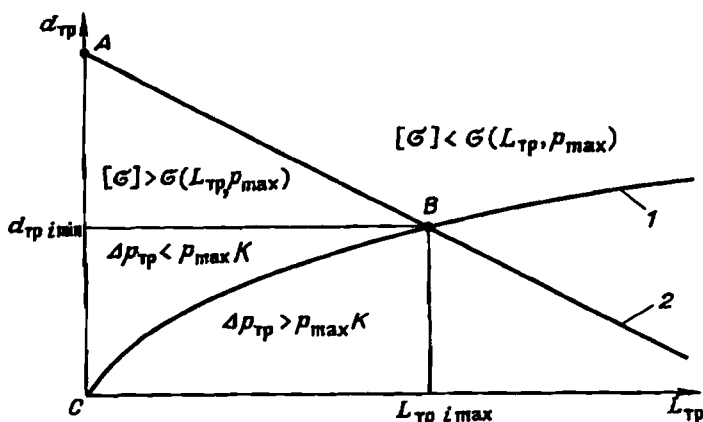


Рис. 1.3. Качественная диаграмма для определения диаметра колонны гибких труб в зависимости от их длины:

1 – линия, соответствующая заданному давлению на входе в КГТ конкретного диаметра; 2 – линия, характеризующая условие прочности КГТ в опасном сечении

где λ – коэффициент сопротивления; ρ – плотность жидкости; $L_{тр}$ – длина колонны труб; v – скорость течения жидкости; $d_{тр.в}$ – внутренний диаметр труб.

После преобразования формулы (1.1), имея в виду, что $v = Q/(\pi d_{тр.в}^2/4)$, где Q – подача технологической жидкости; $\delta_{тр}$ – толщина стенки трубы, получаем выражение

$$d_{тр.в} = 2\delta_{тр} + [0,4\lambda\rho L_{тр}Q^2/p_{\max}K]^{1/2}. \quad (1.2)$$

Зависимость (1.2) позволяет в координатах " $L_{тр} - d_{тр}$ " (рис. 1.3) построить семейство кривых для определенных технологических жидкостей, например, технической воды, промывочной жидкости на основе маловязкой нефти, глинистого раствора. Линия 1 соответствует заданному давлению $p_{\max}$, развиваемому насосом агрегата, и разделяет поле графика на две области – допускающую или не допускающую подачу жидкости с заданным расходом. При этом часть поля, находящаяся выше линии 1, удовлетворяет условию прокачивания жидкости с подачей Q , а ниже ее – нет.

Семейство аналогичных кривых (рис. 1.4) может быть построено для всего набора технологических жидкостей, которые применяют при проведении операций с колонной гибких

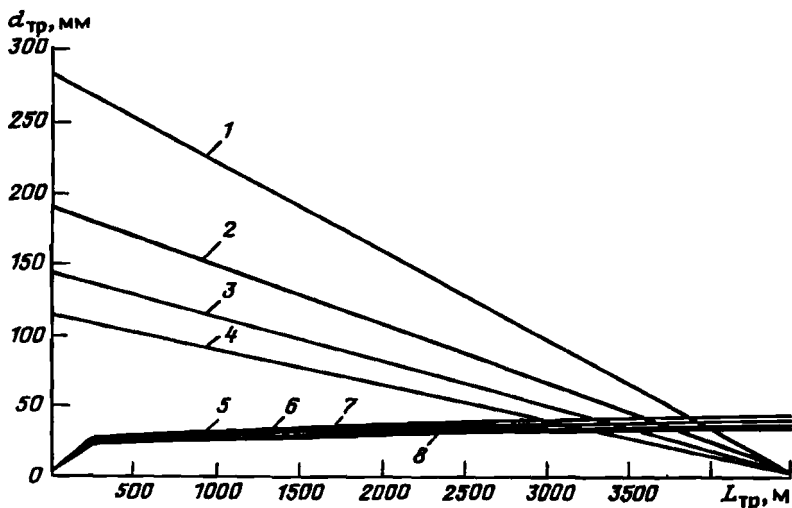


Рис. 1.4. Диаграмма для определения диаметра колонны гибких труб $d_{гр}$ в зависимости от их длины $L_{гр}$ при заданном расходе технологической жидкости. Семейства кривых, соответствующих условию обеспечения: 1 – 4 – прочности трубы при заданном давлении и переменной глубине подвески колонны, 5 – 8 – прокачивания технологической жидкости с различными физико-химическими свойствами по КГТ разных диаметров при заданном давлении. Давление, развиваемое насосом на входе в колонну гибких труб: 1, 5 – 10 МПа, 2, 6 – 15 МПа, 3, 7 – 20 МПа, 4, 8 – 25 МПа.

труб, – технической воды, воды с загустителями, дизельного топлива, очищенной маловязкой нефти, глинистого раствора. Для них характерно то, что чем больше вязкость жидкости, тем выше соответствующая ей кривая располагается относительно линии, построенной для технической воды.

Помимо влияния расхода жидкости, значение диаметра КГТ зависит еще и от прочностных показателей материалов, из которых изготавливают трубы.

В опасном сечении (верхнее сечение колонны труб, спущенных в скважину) материал находится в сложном напряженном состоянии. Эквивалентные напряжения, действующие в этом сечении, зависят от внутреннего давления в трубах, глубины их спуска, реактивного момента, возникающего при работе забойного двигателя, и других силовых факторов, проявляющихся в поперечном сечении труб при выполнении определенных технологических операций.

Для предварительной оценки напряженного состояния может быть использована теория прочности, в соответствии с которой эквивалентные напряжения могут быть определены следующим образом:

$$\sigma_{\text{экр}} = \sigma(L_{\text{тр}}) + \sigma_m(p) = \gamma L_{\text{тр}} + p_{\text{max}} d_c / (4\delta_{\text{тр}}), \quad (1.3)$$

где γ – удельный вес материала труб; d_c – диаметр срединной поверхности трубы; σ_m – нормальные напряжения, действующие в меридиональном направлении трубы при внутреннем давлении p .

Исходя из условия прочности $\sigma_{\text{экр}} < k_t \sigma_t$, после преобразования формулы (1.3) получаем

$$d_{\text{тр.н}} = \delta_{\text{тр}} + (4\delta/p_{\text{max}})(k_t \sigma_t - \gamma L_{\text{тр}}), \quad (1.4)$$

где k_t – коэффициент запаса прочности по пределу текучести; σ_t – предел текучести материала, из которого изготовлена труба.

Каждая точка графика, согласно уравнению (1.4) (см. рис. 1.3, 1.4), соответствует условию прочности материала колонны гибких труб в опасном сечении (точка подвески) $[\sigma] = \sigma(L_{\text{тр}}, p_{\text{max}})$, где $[\sigma] = k_t \sigma_t$ – допускаемые напряжения для материала, из которого изготовлены трубы; $\sigma_{\text{экр}}(L_{\text{тр}}, p_{\text{max}})$ – эквивалентные напряжения.

Точки поля графика, находящиеся выше линии 2 (см. рис. 1.3), описывают ситуацию, в которой не выполняется условие прочности, т.е. $[\sigma] < \sigma(L_{\text{тр}}, p_{\text{max}})$, а точки ниже этой линии наоборот, т.е. $[\sigma] > \sigma_{\text{экр}}(L_{\text{тр}}, p_{\text{max}})$.

Таким образом, диаметры колонны гибких труб, удовлетворяющие требованию прокачивания жидкости и условию их прочности, при заданной длине колонны соответствуют полю, ограниченному криволинейным треугольником ABC , причем минимально приемлемые значения диаметров расположены на линии CB . Точка пересечения B характеризует максимальную длину колонны гибких труб $L_{\text{тр} \text{ i } \text{max}}$ с минимально возможным диаметром $d_{\text{тр} \text{ i } \text{min}}$.

Задача определения соответствия длины колонны труб ее диаметру может быть упрощена путем введения в расчеты фиксированного значения величины максимального давле-

Т а б л и ц а 1.2

Длина КГТ, м	Максимальный диаметр КГТ, мм, определяемый из условия прочности, при $p_{\max}$, МПа				Минимальный диаметр КГТ, мм, обеспечивающий заданную пропускную способность, при $p_{\max}$, МПа			
	10	15	20	25	10	15	20	25
0	284	190,7	144	116	4	4	4	4
250	268,4	180,3	136,2	109,8	26,9	25,1	23,9	23
500	252,8	169,9	128,4	103,5	30,3	28,2	26,9	25,9
750	237,2	159,5	120,6	97,3	32,5	30,3	28,8	27,7
1000	221,6	149,1	112,8	91	34,2	31,8	30,3	29,1
1250	206	138,7	105	84,8	35,5	33,1	31,5	30,3
1500	190,4	128,3	97,2	78,6	36,7	34,2	32,5	31,2
1750	174,8	117,9	89,4	72,3	37,7	35,1	33,4	32,1
2000	159,2	107,5	81,6	66,1	38,7	36	34,2	32,9
2250	143,6	97,1	73,8	59,8	39,5	36,7	34,9	33,5
2500	128	86,7	66	53,6	40,2	37,4	35,5	34,2
2750	112,4	76,3	58,2	47,4	40,9	38,1	36,2	34,8
3000	96,8	65,9	50,4	41,1	41,6	38,7	36,7	35,3
3250	81,2	55,5	42,6	34,9	42,2	39,2	37,2	35,8
3500	65,6	45,1	34,8	28,6	42,8	39,7	37,7	36,3
3750	50	34,7	27	22,4	43,3	40,2	38,2	36,7
4000	34,4	24,3	19,2	16,2	43,8	40,7	38,7	37,1
4250	18,8	13,9	11,4	9,9	44,3	41,2	39,1	37,5
4500	3,2	3,5	3,6	3,7	44,8	41,6	39,5	37,9

Примечание. Вариант расчета выполнен для производительности насоса технологической жидкости 5 дм³/с при работе на технической воде.

ния $p_{\max}$, обеспечиваемого насосным агрегатом комплекса оборудования. Такой подход допускается, исходя из тех соображений, что величина максимального давления, которое может быть принято при проведении работ, зависит не только от прочности труб, но и от технических возможностей насосов.

В табл. 1.2 приведены значения диаметров труб в зависимости от глубины подвески и максимального давления $p_{\max}$ при $[\sigma] = 0,8\sigma_T = 400$ МПа. В соответствии с данными таблицы построены графики, приведенные на рис. 1.4. (При этом подразумевается, что колонна спущена в скважину на полную длину).

1.6. УНИФИКАЦИЯ УЗЛОВ АГРЕГАТОВ

Принимаемая идеология унификации узлов и деталей машин обуславливается серийностью их производства и числом типоразмеров.

Тираж агрегатов, работающих с колонной гибких труб, по сравнению с количеством машин массового производства относительно мал. При этом разброс параметров отдельных типоразмеров установок весьма велик. Следовательно, нецелесообразно унифицировать их металлоконструкции, элементы шасси и другие части, ремонт которых не запланирован, а срок службы соответствует сроку службы всего агрегата.

В данной ситуации важнее унифицировать узлы, сложные в кинематическом отношении, составляющие, обеспечивающие быструю перенастройку при необходимости перехода во время работы с одного диаметра труб на другой, а также узлы, непосредственно не связанные с величиной параметров агрегатов, например, пульта управления, элементы оборудования кабин операторов и другие, а также сложные комплектующие изделия, прежде всего элементы гидропривода.

При выборе комплектующих следует ориентироваться на изделия, применяемые для агрегатов, работающих в аналогичных условиях, к которым прежде всего относятся дорожные и строительные машины, а также транспортная техника. В настоящее время для них освоена широкая гамма комплектующих изделий гидропривода – насосы, моторы, управляющая и регулирующая аппаратура, элементы гидросистем. Эти изделия обладают наибольшей надежностью по сравнению с имеющимися аналогами в других отраслях. Для них создана ремонтная база, система приобретения этих изделий достаточно хорошо отработана.

Что касается унификации уникальных узлов специализированного назначения, то ее следует проводить прежде всего для тех составляющих, параметры которых либо вообще несущественно зависят от их характеристик, либо это прослеживается лишь на определенном интервале. Эта задача должна решаться при проектировании конкретных узлов типа транспортеров гибкой трубы, ее укладчиков, элементов барабанов и уплотнений устья.

2. УСТРОЙСТВО АГРЕГАТОВ ДЛЯ РАБОТЫ С КОЛОННОЙ ГИБКИХ ТРУБ

2.1. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ КОМПОНОВОК АГРЕГАТОВ

К настоящему времени сформировалось несколько определенных 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 подъем колонны гибких труб;
- подготовка технологической жидкости, применяемой при ремонте скважины, — доставка жидкости, ее подогрев и т.д.;
- собственно подземный ремонт — промывка пробок, сбивка клапана и т.д. 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 определенной организации работ эта группа операций может не выполняться.

В строгом смысле слова термину "комплекс" удовлетворяет не все оборудование. Например, машины, поставленные фирмами "Hydra Rig", "Dreco" [6, 7], "Stewart & Stevenson", а также в достаточной степени отечественная установка "Скор-

пион" [1] представляют собой комплексы, поскольку они обеспечивают проведение операций и с гибкой трубой, и с технологической жидкостью. А установки, выпускаемые заводом "Борец" [8], фирмой "Коннас" [9], 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 емкость 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. И именно этому уделено основное внимание в настоящей работе.

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.

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ, РАЗМЕЩЕННЫЙ НА ДВУХ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ И БОЛЕЕ

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

Агрегат, обеспечивающий работу с КГТ (рис. 2.1), смонтирован на специализированном шасси с формулой "10 × 10". Оно включает два передних и три задних моста, которые все

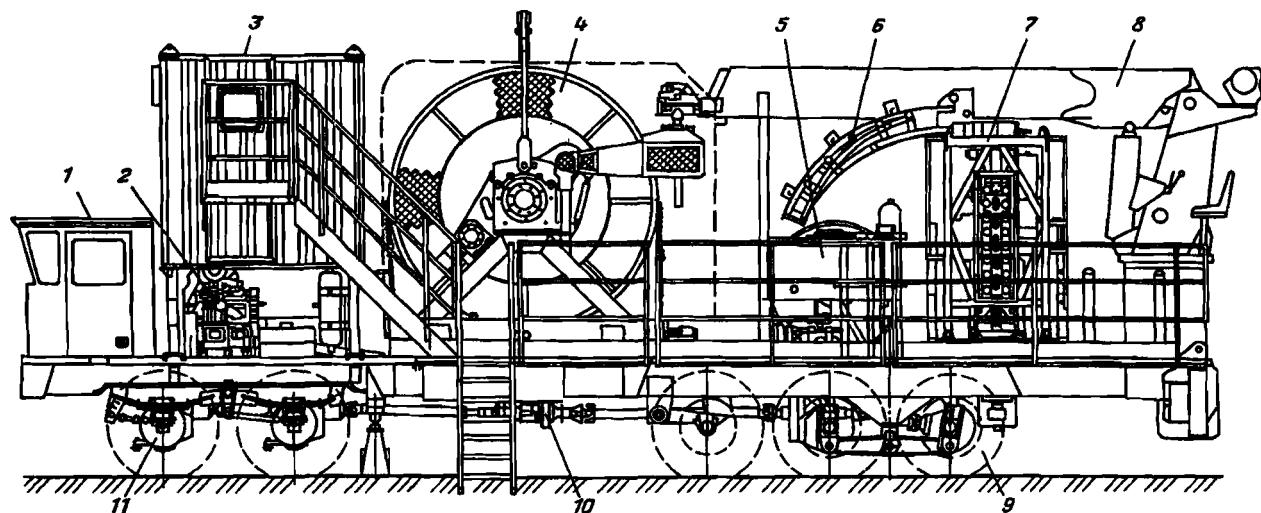


Рис. 2.1. Агрегат для работы с колонной гибких труб фирмы "Dresco":

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

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 передается карданным валом к раздаточной коробке, находящейся в средней части рамы, а от нее — к группе передних и задних мостов. Над двигателем смонтирована кабина управления агрегатом, которая может перемещаться вертикально по специальным направляющим на высоту около 1 м.

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 транспортера, превентора и инструментов. Рядом с ними располагается катушка с гибкими трубопроводами, служащими для соединения транспортера 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 нем.

Агрегат, обеспечивающий нагрев и закачивание технологической жидкости, показан на рис. 2.2. 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 ее в колонну гибких труб, емкость для хранения, топливные баки и контрольно-измерительная аппаратура.

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

Необходимо отметить, что кабины управления транспортными базами не только описанного оборудования, но и всех других импортных агрегатов хорошо спроектированы. Они

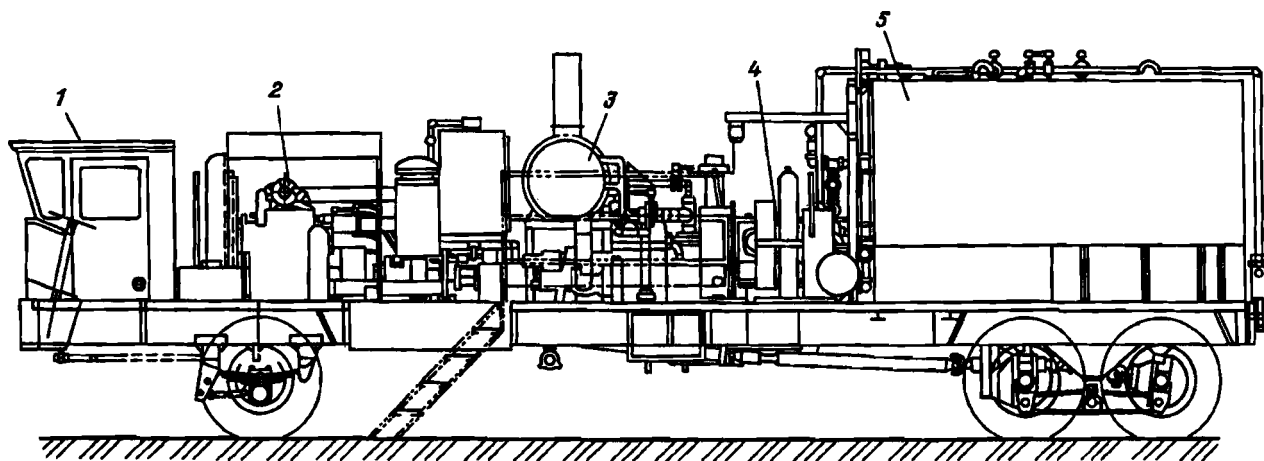


Рис. 2.2. Агрегат для подготовки и заправки технологической жидкости фирмы "Dresco":
1 – кабина водителя; 2 – силовой агрегат; 3 – нагреватель; 4 – плунжерный насос для нагнетания технологической жидкости; 5 – емкость для технологической жидкости

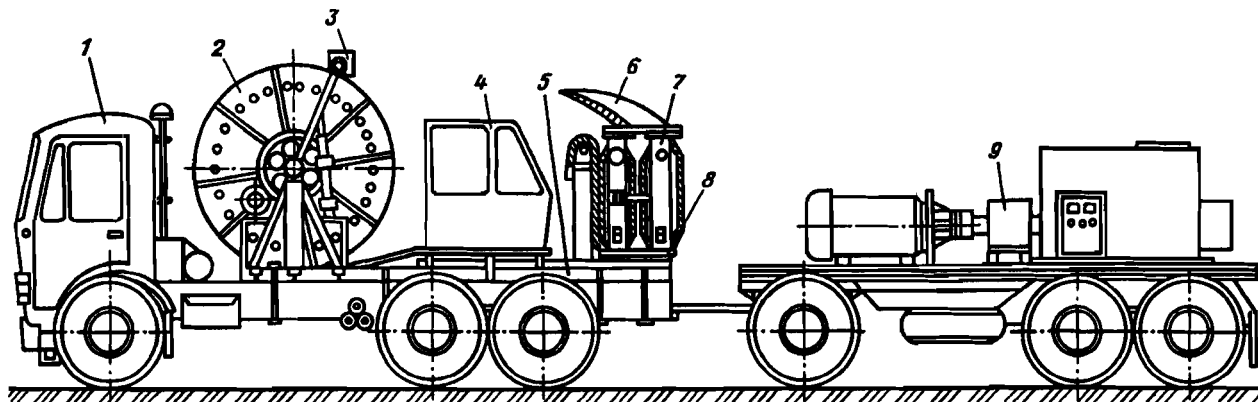


Рис. 2.3. Размещение комплекса оборудования на автомобильном шасси и прицепе:

1 – кабина водителя; 2 – барабан с колонной гибких труб; 3 – укладчик КГТ; 4 – кабина оператора; 5 – рама агрегата; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортер; 8 – механизм установки транспортера в рабочее положение; 9 – насос для нагнетания технологической жидкости

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 колес 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 рис. 2.3. 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 И ТРАКТОРНЫХ 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 грузоподъемности 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, создает ряд трудностей при проектировании агрегата. В первую очередь к ним относится обеспечение необходимых транспортных габаритов установки и распределения нагрузки на колеса. 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 грузоподъемностью не менее 12 т 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 "Борец", изготавливаемый заводом "Борец" (рис. 2.4), и "Скорпион", выпускаемый заводом "Брянский Арсенал" (рис. 2.5).

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 – транспортер и устройство для монтажа-демонтажа. В этой конструкции манипулятор для проведения монтажных работ выполнен в виде рычажного механизма, несущего транспортер.

Кабина управления агрегатом жестко закреплена на раме шасси. Ниже нее 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 так же, как и в агрегате "Борец", размещена за кабиной водителя, но в рабочем положении она поворачивается на кронштейне относительно вертикальной оси. При этом справа от оператора находится устье скважины, а перед лобовым стеклом кабины – барабан с колонной гибких труб. Для монтажа транспортера на устье скважины используют мачту, в верхней части которой расположена направляющая для гибкой трубы. Транспортер с герметизатором устья в транспортном положении располагается на мачте.

В кормовой части агрегата имеется емкость 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.

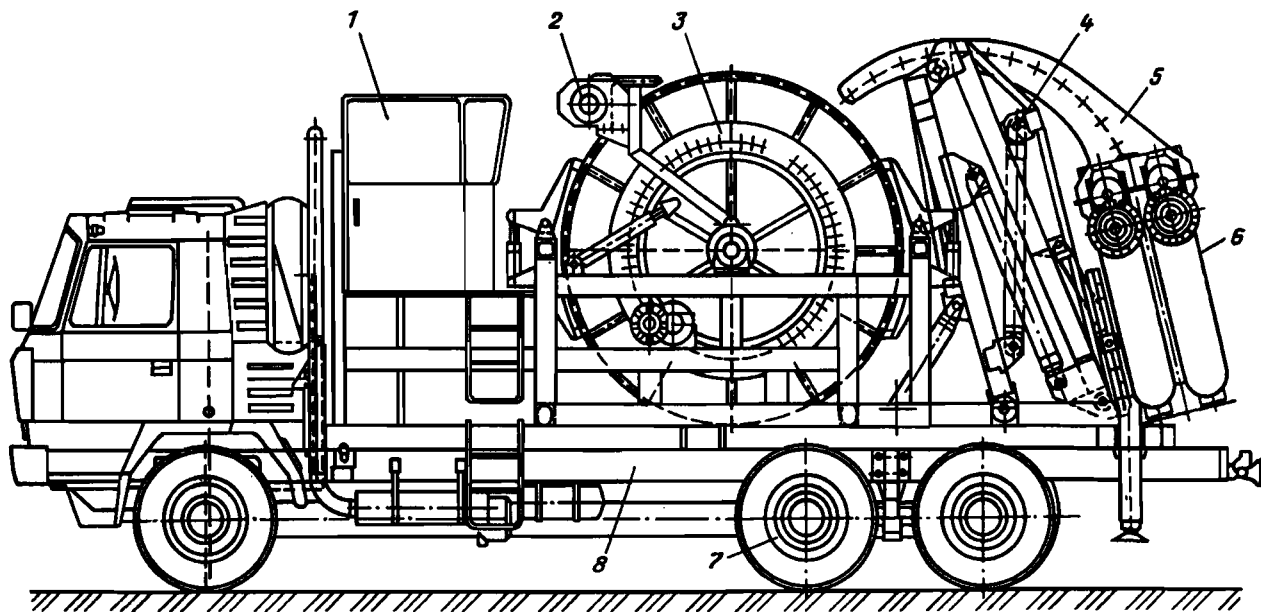


Рис. 2.4. Агрегат КПРС "Борец" в транспортном положении:

1 – кабина оператора; 2 – укладчик гибкой трубы; 3 – барабан с КГТ; 4 – механизм установки транспортера в рабочее положение; 5 – направляющая дуга; 6 – транспортер; 7 – автомобильное шасси; 8 – рама агрегата

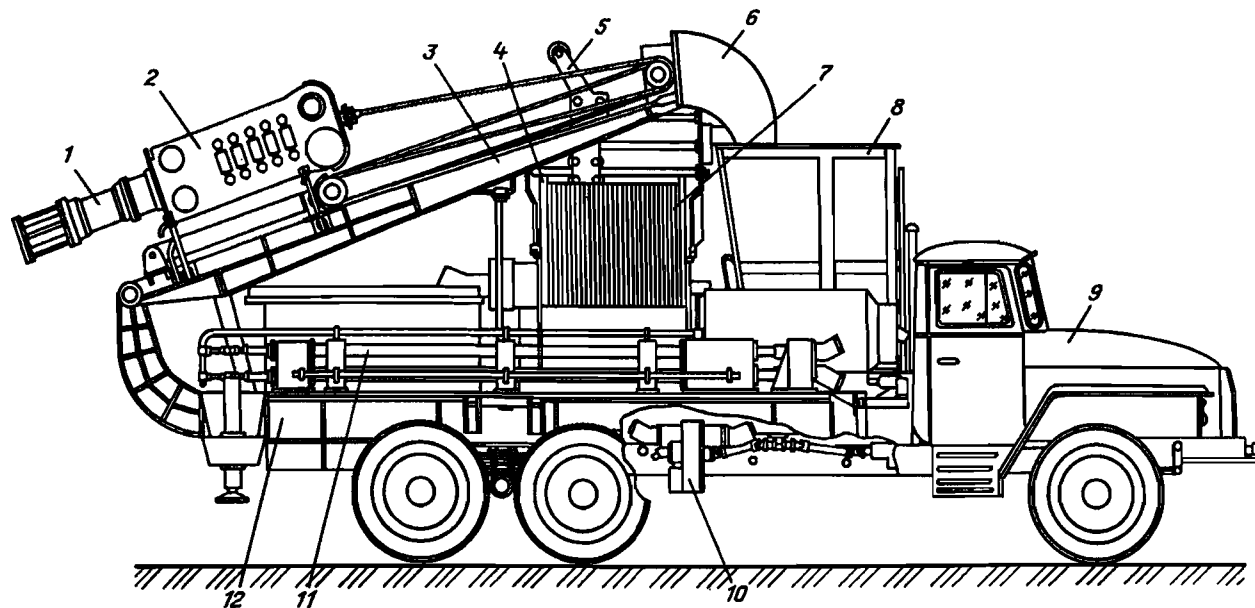


Рис. 2.5. Агрегат "Скорпион" в транспортном положении:

1 – герметизатор устья; 2 – транспортер; 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

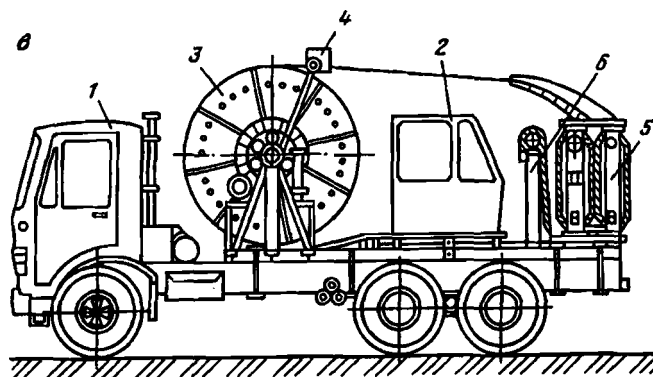
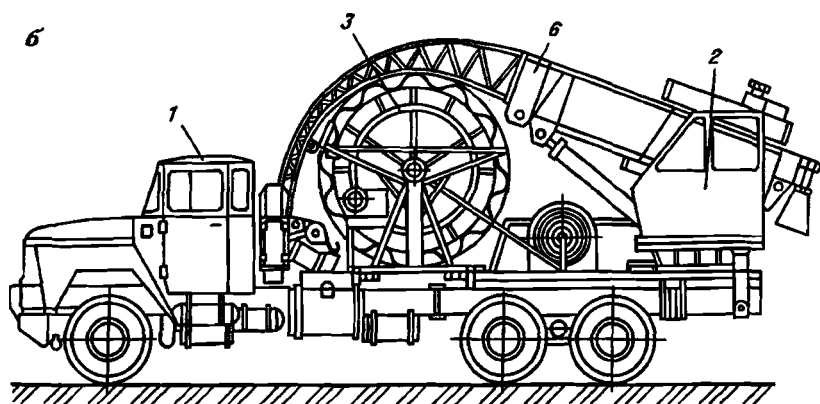
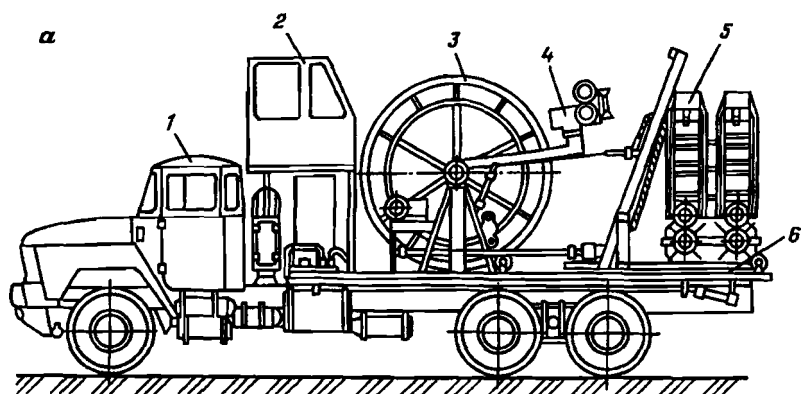


Рис. 2.6. Компоновки агрегатов на автомобильных шасси:

Местоположение кабины оператора: *а* – за кабиной водителя, *б* – на корме агрегата, *в* – между барабаном для КГТ и транспортером; *1* – кабина водителя; *2* – кабина оператора; *3* – барабан с КГТ; *4* – укладчик трубы; *5* – транспортер; *б* – механизм установки транспортера в рабочее положение

Для более полного представления на рис. 2.6 показаны возможные компоновки агрегатов, смонтированных на автомобильных шасси [9].

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" (рис. 2.7) [10], "Newsco Well Service Ltd.", применяют подобные решения. В этом случае привод агрегата осуществляют от палубного двигателя.

2.2. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием колонны гибких труб содержит (рис. 2.8) 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 трех случаях на фланце верхней ствольной задвижки монтируют четырехсекционный превентор, входящий в состав комплекса оборудования для проведения подземного ремонта. Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину. При возникновении аварийной ситуации он либо герметизирует полость колонны насосно-компрессорных труб, в которую спущена гибкая труба, либо удерживает последнюю в подвешенном состоянии,

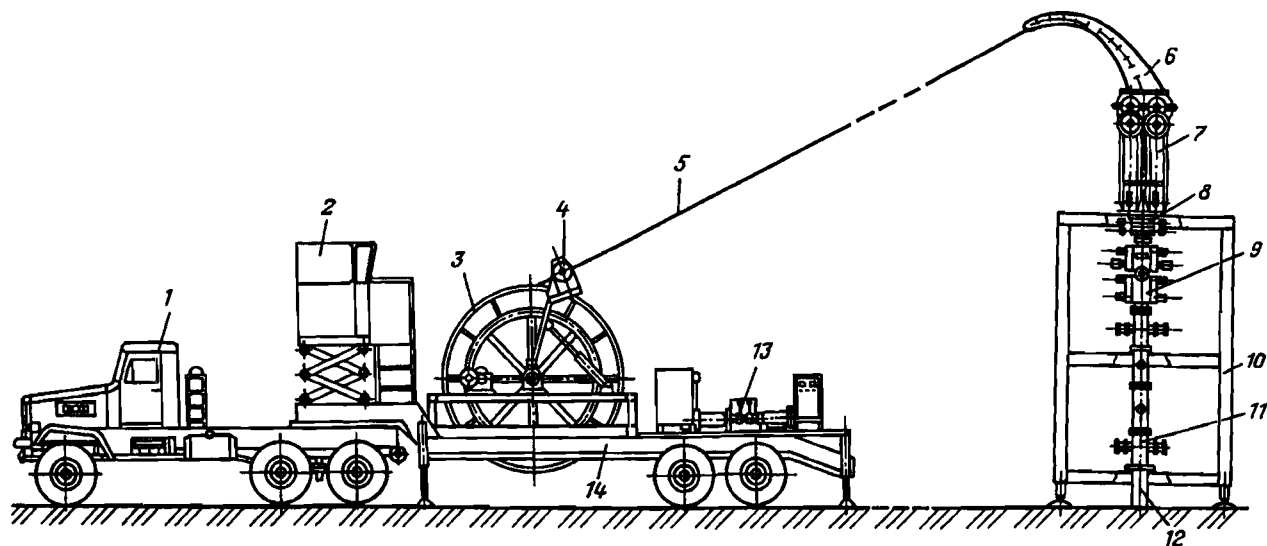


Рис. 2.7. Компоновка агрегата на полуприцепе в рабочем положении на скважине:

1 – автомобиль-буксировщик; 2 – кабина оператора; 3 – барабан с КГТ; 4 – укладчик КГТ; 5 – колонна гибких труб; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортер; 8 – герметизатор устья; 9 – превентор; 10 – опора транспортера; 11 – оборудование устья скважины; 12 – устье скважины; 13 – насосная установка; 14 – рама агрегата

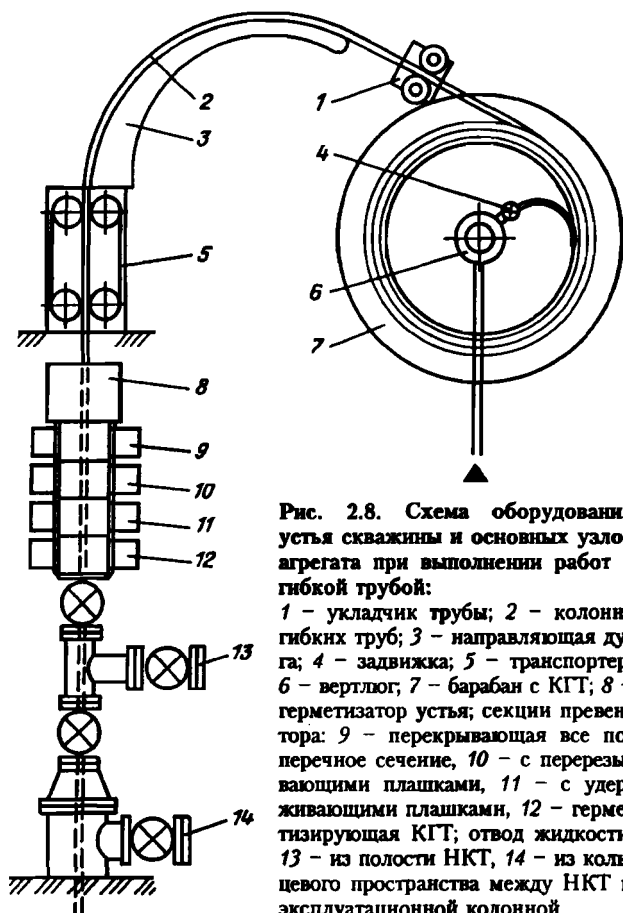


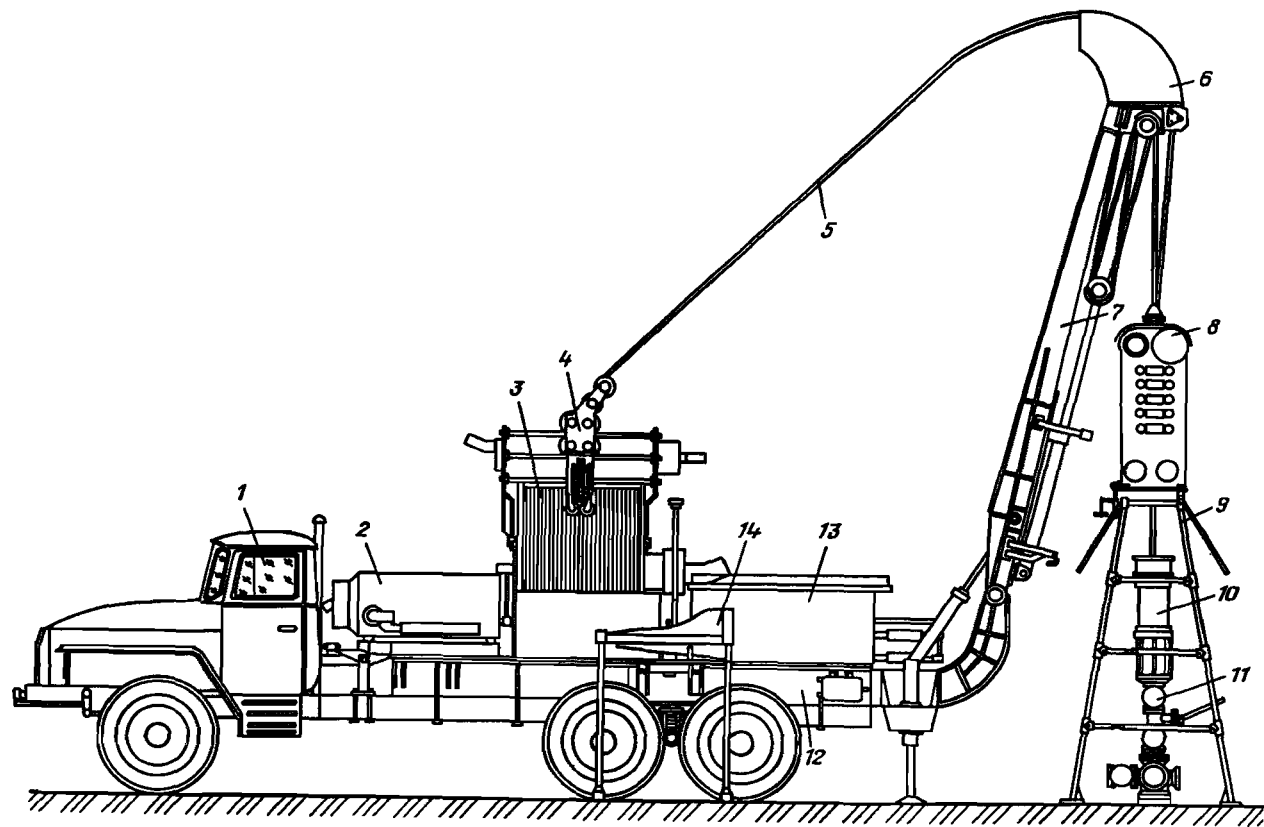
Рис. 2.8. Схема оборудования устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой:

1 - укладчик трубы; 2 - колонна гибких труб; 3 - направляющая дуга; 4 - задвижка; 5 - транспортер; 6 - вертлюг; 7 - барабан с КГТ; 8 - герметизатор устья; секции превентора: 9 - перекрывающая все поперечное сечение, 10 - с перерезывающими плашками, 11 - с удерживающими плашками, 12 - герметизирующая КГТ; отвод жидкости: 13 - из полости НКТ, 14 - из кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной

либо перерезает ее, либо перекрывает поперечное сечение скважины.

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 устьевой арматуре. Нередки случаи, когда верхний фланец последней



для нефтяной скважины находится на высоте 1,5 – 2 м, а газовой – на высоте 3 – 4 м.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор. Он служит для обеспечения герметичности полости колонны насосно-компрессорных или эксплуатационных труб при работе с КГТ в штатной ситуации.

Обычно герметизатор колонны гибких труб содержит уплотнительный элемент, через который пропущена гибкая труба. Степень обжатия ее уплотнительным элементом определяется давлением рабочей жидкости гидропривода, подаваемой в его цилиндр. В процессе работы в зависимости от положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать или гарантированный зазор, или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. В некоторых конструкциях в результате силы трения, возникающей на поверхности контакта трубы с уплотнительным элементом, труба может удерживаться на весу.

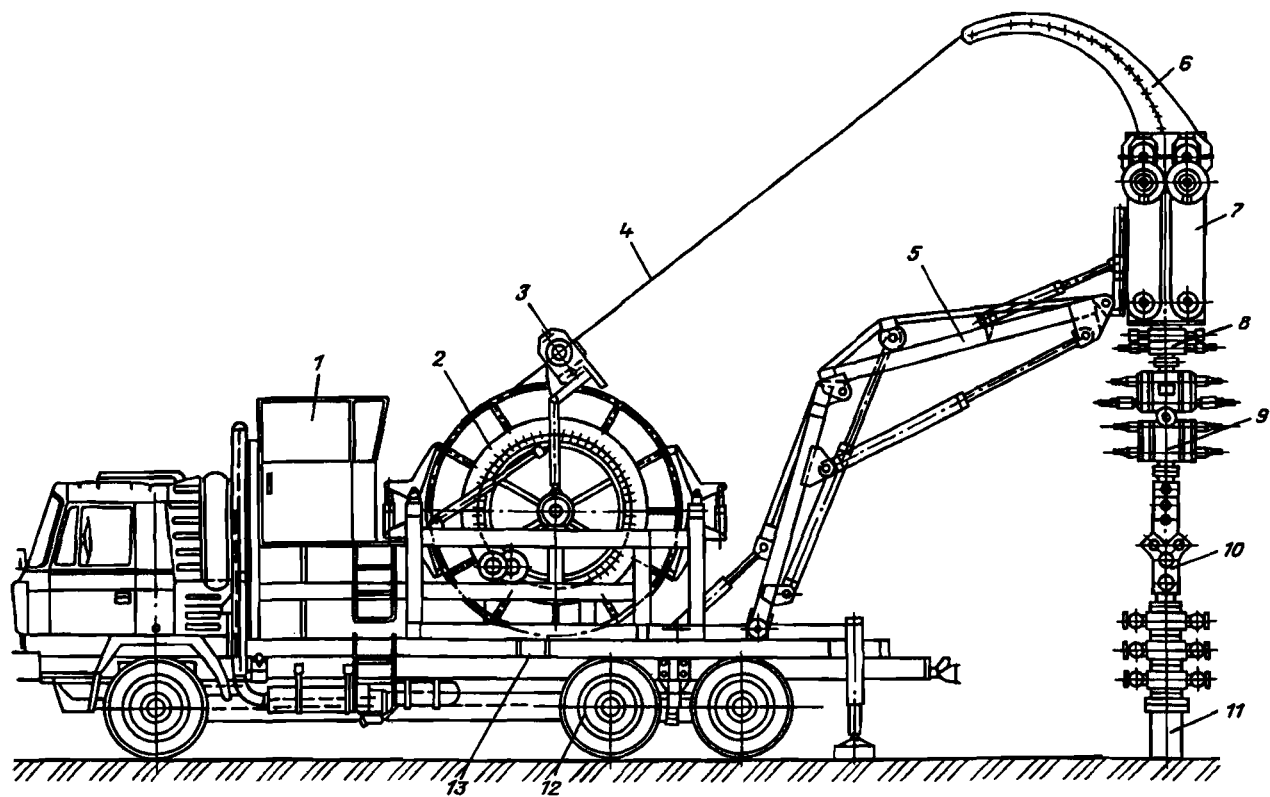
Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортером, а в англоязычной – инжектором или инжекционной головкой.

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

Первое решение предусматривает использование специальной опоры – пространственной металлоконструкции, которая удерживает транспортер и опирается на грунт четырьмя опорными плитами (рис. 2.9). Как правило, эту опору снабжают растяжками, которые крепят к установленным в грунте якорям. В ряде конструкций агрегатов транспортер дополнительно удерживается в верхней части по-

Рис. 2.9. Агрегат "Скорпион" в рабочем положении на скважине:

1 – кабина водителя; 2 – бак гидросистемы агрегата; 3 – барабан с КГТ; 4 – укладчик КГТ; 5 – колонна гибких труб; 6 – направляющая дуга; 7 – монтажное устройство; 8 – транспортер; 9 – опора транспортера; 10 – герметизатор устья; 11 – арматура устья скважины; 12 – рама агрегата; 13 – емкость для технологической жидкости; 14 – кабина оператора в рабочем положении (показаны только ее опоры)



средством 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 подъема.

Опора транспортера 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 транспортера 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 транспортера.

Второе решение предусматривает монтаж транспортера непосредственно на герметизатор устья (рис. 2.10). В данной конструкции агрегата монтаж-демонтаж осуществляют с помощью манипулятора, к которому жестко присоединен транспортер. При работе агрегата штоки гидроцилиндров, перемещающих элементы манипулятора, фиксируются, что обеспечивает жесткую связь транспортера 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

Рис. 2.10. Агрегат КППС "Борец" в рабочем положении на скважине:

1 – кабина оператора; 2 – барабан с КГТ; 3 – укладчик КГТ; 4 – колонна гибких труб; 5 – механизм установки транспортера в рабочее положение; 6 – направляющая дуга; 7 – транспортер; 8 – герметизатор устья; 9 – превентор; 10 – фонтанная арматура; 11 – устье скважины; 12 – автомобильное шасси; 13 – рама агрегата

агрегата. Последнее обусловлено неизбежной просадкой домкратов, на которые опирается рама агрегата, и низкой жесткостью самого манипулятора. Кроме того, на устье скважины передаются усилия веса транспортера и колонны гибких труб. На газовых скважинах работа с подобным оборудованием из-за возможности разрушения фонтанной арматуры запрещена Госгортехнадзором РФ.

2.3. УЗЛЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

Одним из наиболее ответственных узлов агрегата является транспортер. Он должен обеспечивать перемещение колонны гибких труб в заданном диапазоне без проскальзывания рабочих элементов и повреждений наружной поверхности трубы и ее геометрии. Необходимо, чтобы транспортер при перемещении КГТ и вверх, и вниз работал одинаково надежно.

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

Принципиальная схема транспортера с двумя цепями приведена на рис. 2.11, а. На корпусе 1 слева и справа от гибкой трубы 3 расположены две двухрядные цепи 5, состоящие из пластин 14 и втулок 13. Звенья цепей соединены пальцами 15 и снабжены плашками 16. Плашки расположены между звеньями цепей (рис. 2.11, б). Каждая плашка установлена на двух пальцах, которые друг с другом соединены "в замок", в результате чего их тыльные поверхности 18 образуют непрерывную плоскость. Каждая плашка выполнена с возможностью небольшого (порядка 3 – 5°) углового перемещения относительно одного из пальцев (верхнего) цепи. Это позволяет плашкам проводить самоустановку рабочей поверхности 17 относительно гибкой трубы.

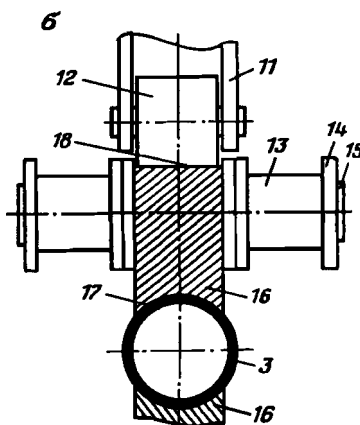
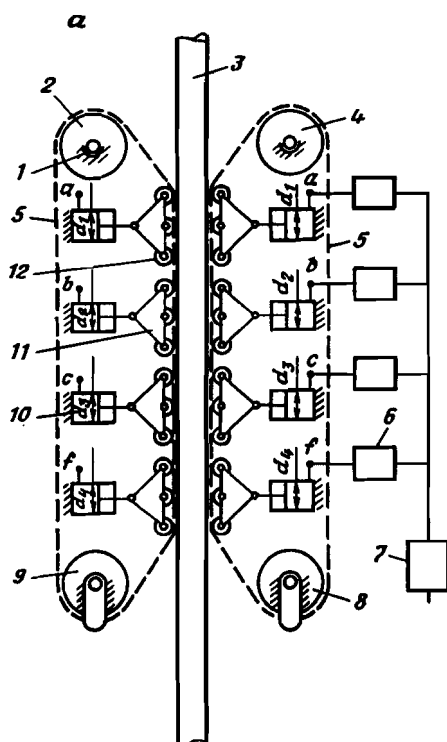
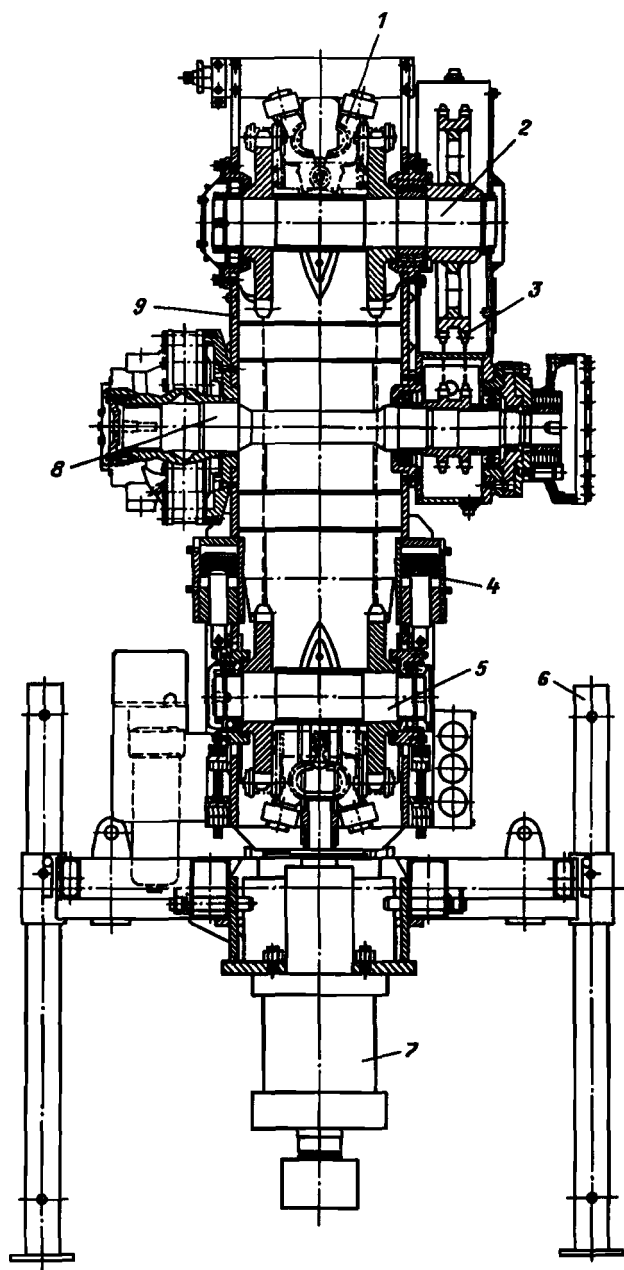


Рис. 2.11. Принципиальная схема транспортера с двумя цепями (а) и поперечное сечение его узла плашек (б):
а, б, с, ф – точки подвода жидкости от вторичных регуляторов к цилиндрам прижима

Тыльные поверхности плашек взаимодействуют с роликами 12, которые не более чем по три штуки закреплены в каретках 11. Последние прижимаются к цепи посредством гидравлических цилиндров 10. Жидкость в полости последних поступает от регуляторов давления 6, к которым попарно присоединены цилиндры, находящиеся слева и справа от гибкой трубы. К регуляторам давления рабочая жидкость гидропривода поступает от насосной станции 7. Для обеспечения постоянного соотношения усилий прижима плашек диаметры $d_1 - d_4$ гидроцилиндров 10 могут быть различными.

Цепи с плашками перекинуты через звездочки ведущие 2, 4 и направляющие 8, 9. Для обеспечения синхронности перемещения цепей валы ведущих звездочек кинематически связаны синхронизирующими шестернями (на схеме не показаны). Каждая верхняя звездочка через редуктор соединена с



гидравлическим мотором (на схеме не показаны), приводящим ее в действие. Питание гидромоторов осуществляется от насосной станции агрегата подземного ремонта, в состав которого входит описываемое устройство. Конструкция осей, на которых установлены нижние звездочки 8 и 9, предусматривает возможность их вертикального перемещения и с помощью натяжных гидроцилиндров (на схеме не показаны).

Характерные размеры каретки, плашки и цепи следующие: расстояния между осями роликов на каретке и между осями роликов соседних кареток равно шагу цепи, а длина рабочей поверхности плашки меньше или равна шагу цепи.

Работа транспортера для перемещения колонны гибких непрерывных труб агрегата подземного ремонта скважин происходит следующим образом.

При движении трубы 3 гидроцилиндры 10 прижимают каретки 11 с роликами 12 к тыльной поверхности 18 плашек 16, а они, в свою очередь, рабочей поверхностью 17 соприкасаются с поверхностью гибкой трубы 3. Крутящий момент от гидромоторов передается редукторами к ведущим звездочкам 2 и 4, которые обеспечивают перемещение цепей 5 и соединенных с ними плашек в нужном направлении. При движении плашек 16 ролики 12 катятся по их тыльной поверхности 18.

Геометрические соотношения размеров плашек и кареток обеспечивают гарантированное приложение нагрузки, создаваемой гидроцилиндром, к какой-либо плашке в любом ее положении. Заданный размер рабочей части плашки исключает деформирование поверхности трубы в периоды вхождения в контакт с плашкой и выхода из него.

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

Необходимый закон изменения тягового усилия по длине контакта плашек с трубой устанавливается регуляторами давления 6 и изменениями диаметров цилиндров 10.

Рис. 2.12. Принципиальная схема транспортера с одной цепью:

1 – узел раскрывающихся плашек; 2 – ведущий вал со звездочками; 3 – цепная понижающая передача; 4 – гидравлические цилиндры натяжения цепей; 5 – ведомый вал со звездочками; 6 – опора транспортера; 7 – герметизатор устья; 8 – гидромотор; 9 – корпус

Принципиальная схема транспортера с одной цепью приведена на рис. 2.12. В данном случае перемещение трубы осуществляется посредством одной цепи, несущей на себе шарнирно соединенные плашки (по существу используются две параллельно установленные однорядные цепи, между которыми располагаются плашки). Устройство состоит из корпуса, в верхней части которого размещен вал ведущей звездочки, а в нижней – ведомой. Вращение ведущего вала обеспечивается с помощью цепного редуктора, приводимого в действие от гидромотора. Как и в ранее рассмотренной схеме, в конструкции нижнего вала предусмотрена возможность перемещения его в вертикальном направлении, что позволяет регулировать натяжение цепи. Гидравлические цилиндры находятся на внешней стороне корпуса.

Плашки, захватывающие трубу (рис. 2.13), выполнены таким образом, что ось пальцев цепей пересекается с осью гибкой трубы и перпендикулярна ей. Это обеспечивает передачу на цепи только вертикально направленных сил без эксцентриситета относительно оси каждой из них. В результате цепь передает только растягивающую нагрузку, изгибающие моменты в любых плоскостях отсутствуют. Внутри корпуса каждой плашки расположены два шарнирно закрепленных захвата, в средней части они снабжены сменными плашками, взаимодействующими с трубой, а на конце, противоположном шарниру, имеют ролики. Именно они взаимодействуют с прижимным устройством в той зоне, где должен быть обеспечен контакт плашек и трубы. На рис. 2.13 плашки, находящиеся в верхних положениях в зоне звездочек, показаны раскрытыми. При подходе к рабочему участку плашки закрываются и плотно охватывают гибкую трубу.

Помимо описанных целесообразно рассмотреть и ряд иных конструкций транспортеров. Не все конструкции были реализованы в металле, однако они представляют интерес с точки зрения диапазона возможных технических решений.

Схема простейшей конструкции транспортера с двумя цепями и механическим регулированием режима работы показана на рис. 2.14 (а.с. № 2041337)*. Каждый из рядов цепей

* Здесь и далее все сведения, касающиеся авторских свидетельств (а.с.) и зарубежных патентов, приведены в Приложении.

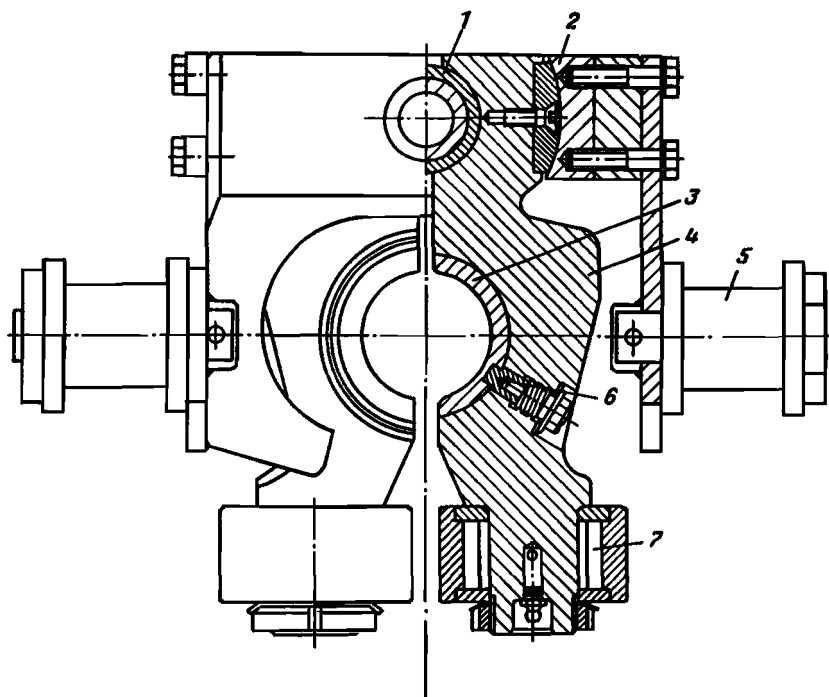


Рис. 2.13. Поперечное сечение узла плашек, захватывающих трубу:

1 – ось вращения плашек; 2 – каретка; 3, 4 – соответственно вкладыш и корпус плашки; 5 – цепь привода; 6 – стопор; 7 – ролик

расположен на звездочках, установленных на двух отдельных рамах. Натяжение цепей создается вертикально установленными в нижней части рам винтами. Прижатие плашек к поверхности гибкой трубы обеспечивается винтовыми стяжками. Таким образом, вся металлоконструкция транспортера участвует в передаче усилий, прижимающих плашки к трубе.

К интересным конструкциям транспортера следует отнести механическую систему обеспечения прижима плашек к трубе (рис. 2.15) (а.с. № 224427). Она также состоит из двух цепей. Чтобы обеспечить прижим плашек к поверхности трубы на рабочем участке, их выполняют подпружиненными и снабжают толкателями. На тыльной части каждого толкателя установлен ролик. На рабочем участке плашек внутри корпуса транспортера расположены две направляющие, при взаимодействии с которы-

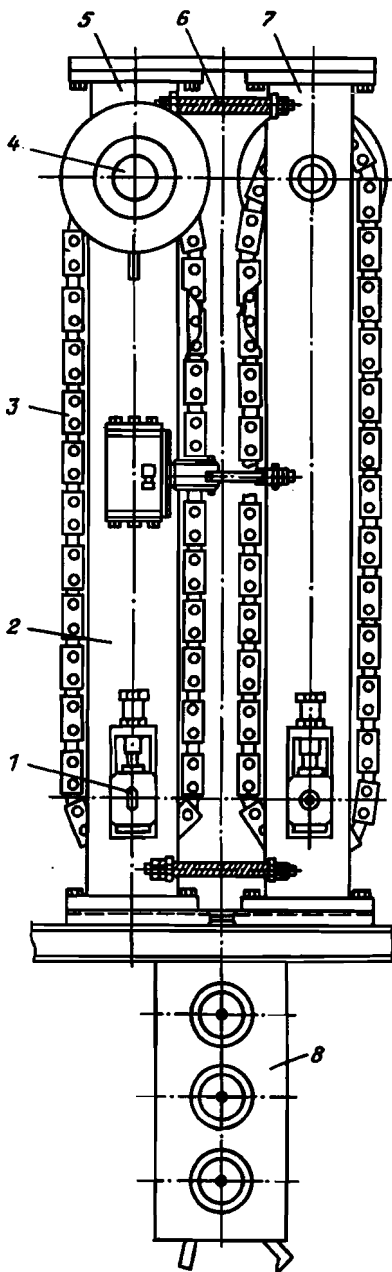


Рис. 2.14. Схема транспортера с двумя цепями и механическим регулированием прижима плашек и натяжения цепей:

1 – ось ведомой звездочки с натяжным механизмом; 2 – место расположения КГТ; 3 – цепь; 4 – ведущий вал со звездочками; 5 – левая рама; 6 – механизм прижима; 7 – правая рама; 8 – пресентор

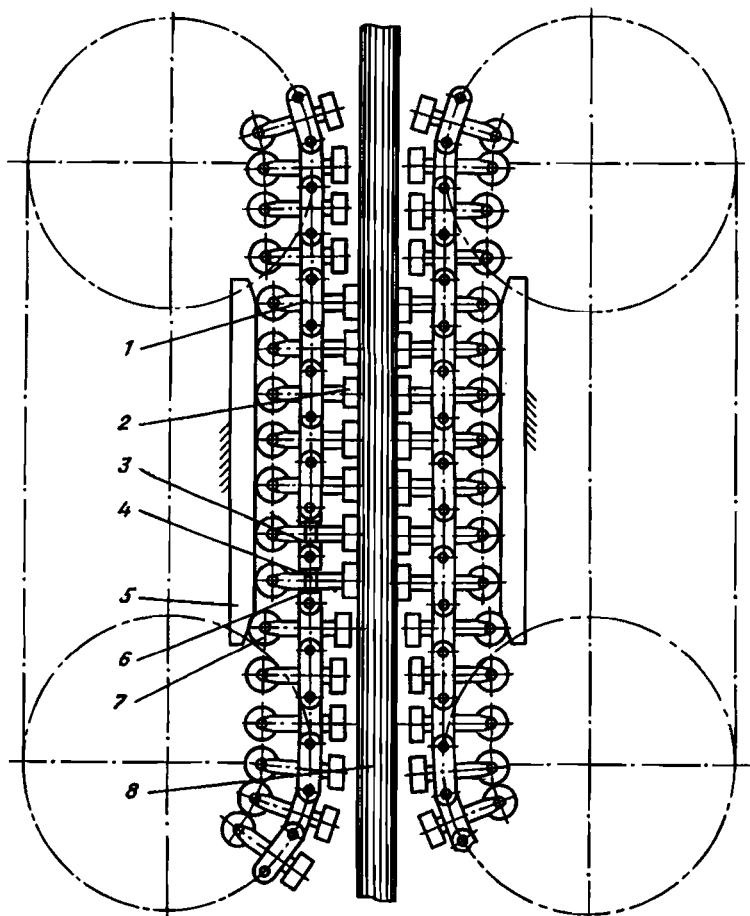
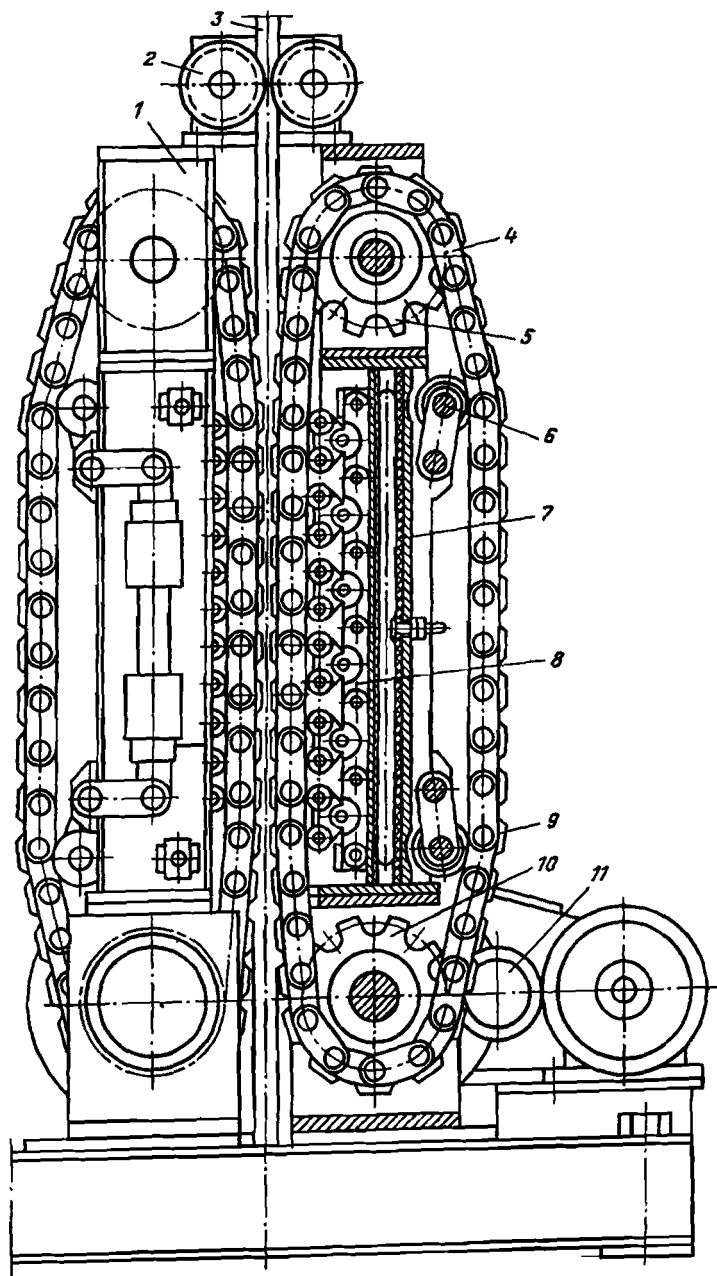


Рис. 2.15. Схема транспортера с механическим прижимом плашек:
 1 – звено цепи; 2 – плашка; 3 – толкатель; 4 – упругий элемент; 5 – направляющая; 6 – втулка штока; 7 – ролик; 8 – колонна гибких труб

ми ролики толкателей перемещаются по направлению к поверхности трубы и прижимаются к ней с усилием, определяемым в соответствии с настройкой пружин, расположенных в толкателях. Такая конструкция позволяет осуществлять плавный подвод и отвод плашек от поверхности трубы.

Общим недостатком последних двух конструкций является отсутствие оперативного регулирования усилий прижима пла-



шек к трубе. Это требование, как показывает практика, может быть выполнено только при использовании объемного гидропривода.

Вариант с использованием гидропривода в механизме прижатия плашек и натяжения цепей показан на рис. 2.16 (а.с. № 785458). Для создания усилия применяют два эластичных рукава, в которые под давлением подают рабочий агент. Усилие передается роликами, установленными на шарнирно закрепленных каретках, смонтированных, в свою очередь, на поверхности рукавов. Для натяжения цепей используют две пары роликов, расположенных на коленчатых рычагах и прижимаемых к цепям посредством гидроцилиндров. В рассмотренной конструкции ведущими являются нижние звездочки. Как показывает опыт эксплуатации, применение их в качестве ведущих представляет собой не самое лучшее решение, поскольку в этом случае внешняя часть цепей передает усилие при подъеме колонны гибких труб и регулирование натяжения цепей становится затруднительным. Данный вариант используется при механическом приводе цепей.

К интересным конструкциям транспортеров следует отнести и группу устройств, в которых ведущее звено, передающее усилие к трубе, имеет криволинейную поверхность, а сама труба на этом участке соответственно изогнута. Предлагались конструкции устройств, в которых труба наматывалась непосредственно на барабан, либо дополнительный барабан служил тяговым органом (рис. 2.17) (pat. U.S.P.D.: № 4673035). В подобных конструкциях для обеспечения перемещения трубы к тяговому барабану прикладывают соответствующий крутящий момент. Для исключения проскальзывания барабана относительно колонны гибких труб последняя прижимается к нему рядом роликов. Участок трубы, направляемый в скважину, пропускается через 2 – 3 пары роликов, выпрямляющих ее. Рассмотренная конструкция проста, так как у нее отсутствует сложный механизм прижима плашек и натяжения цепей, несущий

Рис. 2.16. Схема транспортера с использованием эластичных рукавов для прижима плашек:

1 – левая рама; 2 – направляющие ролики; 3 – колонна гибких труб; 4 – цепь; 5 – ведомая звездочка; 6 – ролик механизма натяжения цепи; 7 – эластичный рукав; 8 – его внутренняя полость, заполненная жидкостью гидропривода; 9 – штуцер; 10 – ведущая звездочка; 11 – редуктор с приводным двигателем

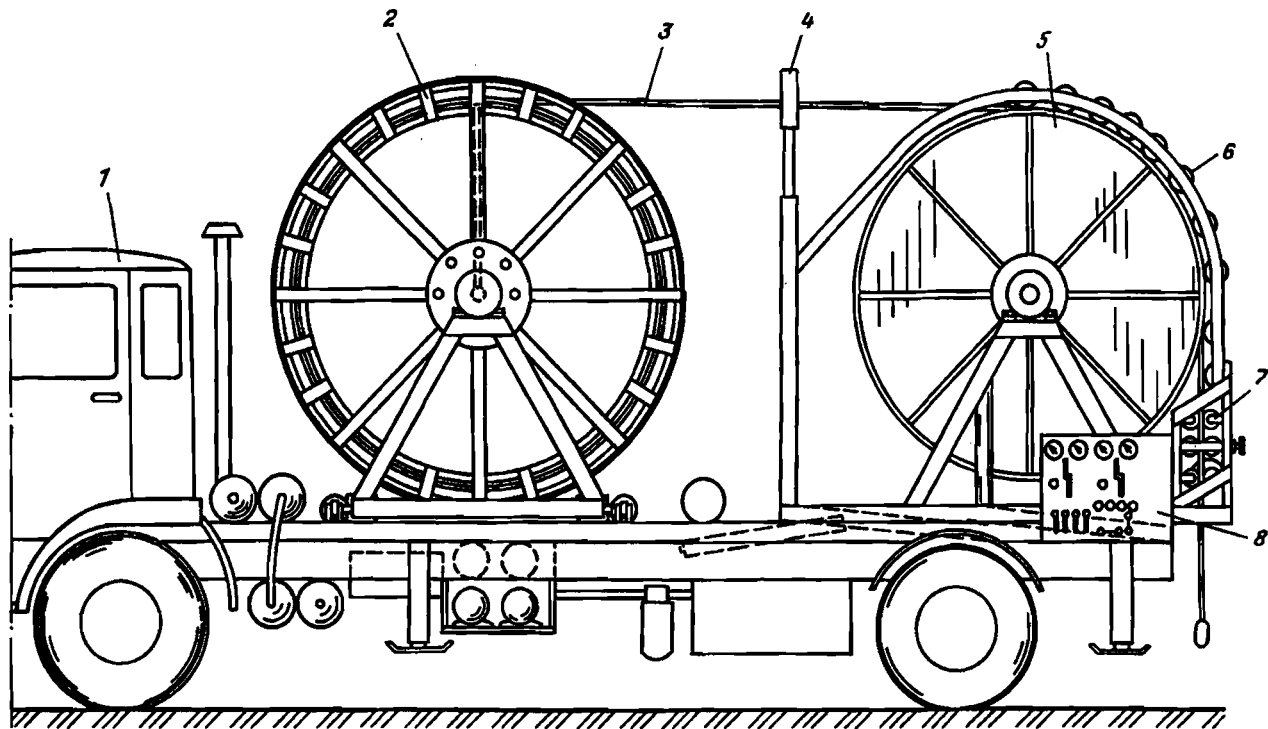


Рис. 2.17. Схема транспортера барабанного типа:

1 – кабина водителя; 2 – барабан для КГТ; 3 – колонна гибких труб; 4 – укладчик КГТ; 5, 6 – соответственно барабан и прижимные ролики транспортера; 7 – направляющие ролики; 8 – пульт управления агрегатом

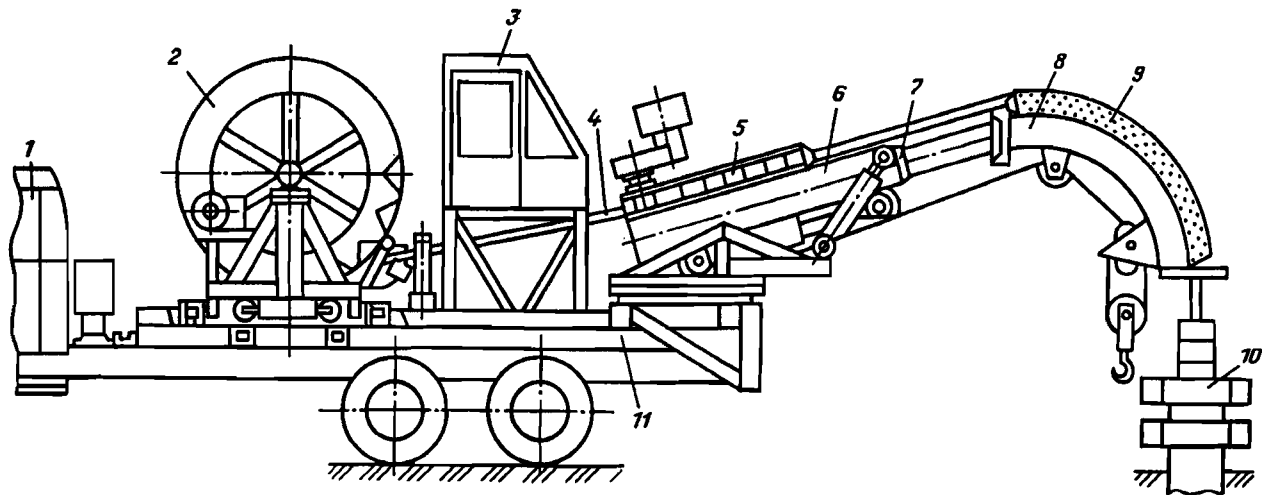


Рис. 2.18. Схема агрегата с транспортером, находящимся в наклонном положении:

1 – кабина водителя; 2 – барабан с КГТ; 3 – кабина оператора; 4 – колонна гибких труб; 5 – транспортер; 6 – стрела; 7 – привод основания транспортера; 8 – направляющая дуга; 9 – криволинейная направляющая; 10 – герметизатор устья скважины; 11 – рама агрегата

щих плашки. К основному недостатку этой схемы следует отнести невозможность ее использования при работе на скважинах, устьевая арматура которых имеет высоту более 1 – 1,5 м. Указанный недостаток сводит на нет все достоинства общей конструкции агрегата и прежде всего простоту его кинематической схемы и отсутствие механизмов для монтажа-демонтажа.

Во всех рассмотренных агрегатах, независимо от используемых транспортных баз и особенностей конструкций отдельных узлов, транспортер размещен над устьем скважины.

К числу неординарных компоновок агрегатов следует отнести конструкцию, в которой транспортер размещен горизонтально или с небольшим наклоном на раме агрегата (рис. 2.18) (а.с № 1686119). Барабан с колонной гибких труб и кабина оператора занимают традиционное положение на раме агрегата. Транспортер располагается в его кормовой части на стреле, устанавливаемой в соответствии с размерами устьевого оборудования скважины, на которой выполняется подземный ремонт.

Между транспортером и устьем скважины имеется специальная криволинейная направляющая, обеспечивающая подвод трубы к устью скважины и перемещение ее под сжимающей нагрузкой без потери устойчивости. Опасность потери устойчивости усугубляется еще и тем, что на этом участке гибкая труба имеет криволинейную форму.

Схема установки, приведенная на рис. 2.18, должна включать еще и непоказанное оборудование устья – герметизатор, превентор. Их присутствие на устье скважины приводит к необходимости увеличения угла наклона стрелы.

2.4. УЗЛЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

Колонна гибких труб или ее часть, не находящаяся в скважине, располагается на барабане, конструкция которого имеет вид цилиндрической бочки, как правило, подкрепленной изнутри ребрами и снабженной по бокам ребрами или радиально расположенными стержнями. Если используют последнее, то между ними чаще всего натягивают металлическую сетку, исключающую попадание между витками посторонних

предметов. Барабан вращается на валу, установленном на подшипниках качения. Для фиксации "мертвого" 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. "Мертвый" 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 обратным клапаном, поскольку с ее 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.

Конструкция барабана, которую в том или ином виде применяют для большинства агрегатов, приведена на рис. 2.19 [7].

В комплект барабана для гибкой трубы входит и ее укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при ее разматывании и наматывании (рис. 2.20) [7]. В настоящее время общепринято монтировать укладчик в виде двухзаходного винта, перемещающего каретку по направляющим. Через нее 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 счетчиком, регистрирующим глубину ее спуска. Специалисты некоторых фирм считают необходимым дублирование счетчиков, уста-

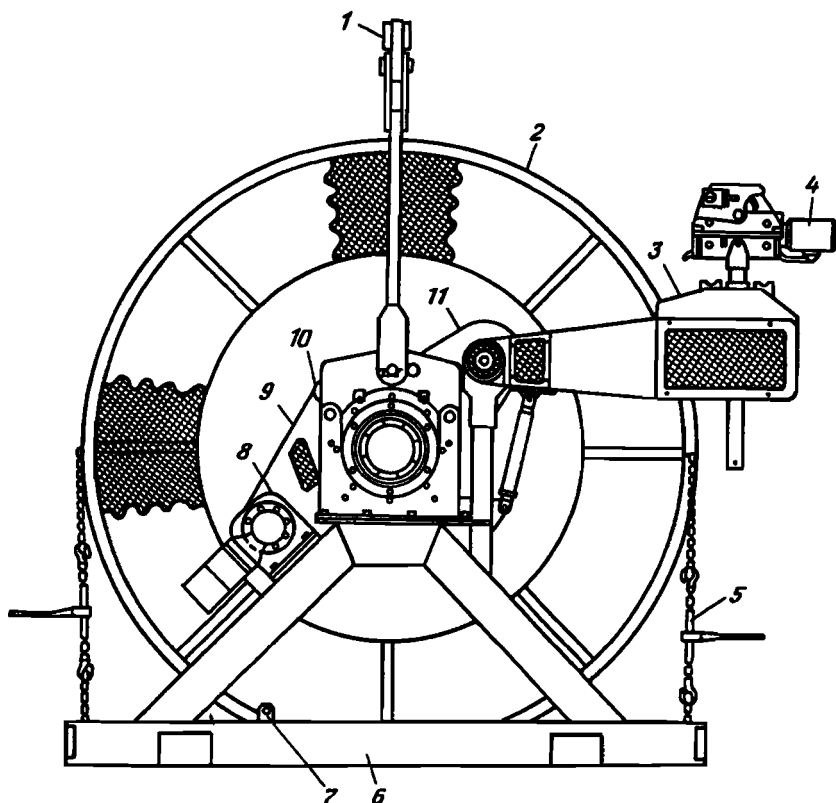


Рис. 2.19. Конструкция барабана для хранения колонны гибких труб:
 1 – траверса; 2 – катушка для намотки КГТ; 3 – механизм укладчика; 4 – подвижная каретка укладчика; 5 – стопор катушки; 6 – рама; 7 – фиксатор; 8 – привод катушки; 9 – трансмиссия; 10 – крышка опоры подшипника; 11 – привод механизма укладчика

навливая один непосредственно на каретке, а второй – в кабине оператора.

Узел, в который входит барабан, может быть неподвижно закреплен на раме агрегата или иметь вертикальную ось, позволяющую ему поворачиваться с небольшими отклонениями ($15 - 20^\circ$), 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.

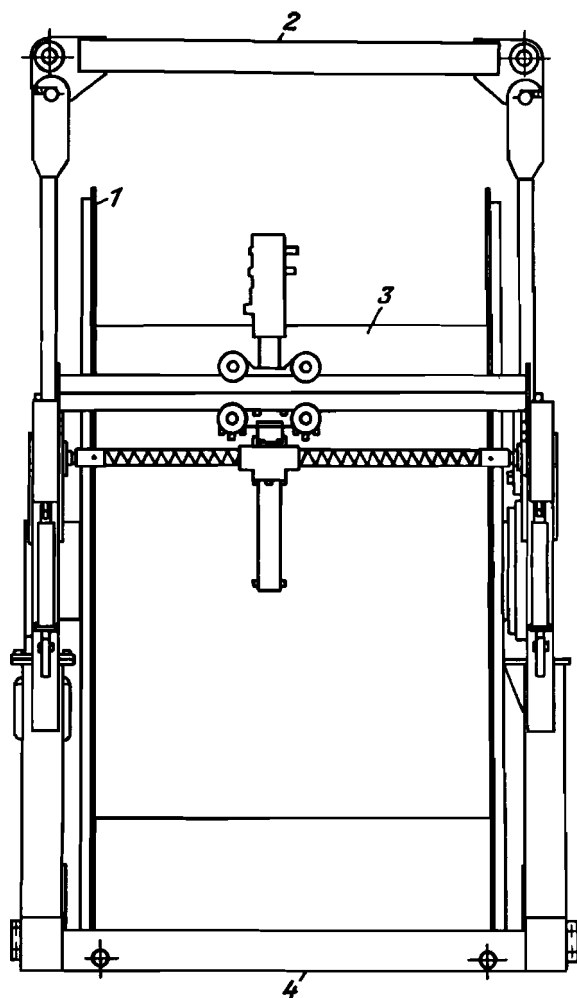


Рис. 2.20. Укладчик гибкой трубы:

1 – ребрда; 2 – траверса; 3 – бочка барабана; 4 – рама

Для обеспечения смазки поверхности трубы, направляемой в скважину, и защиты ее 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.

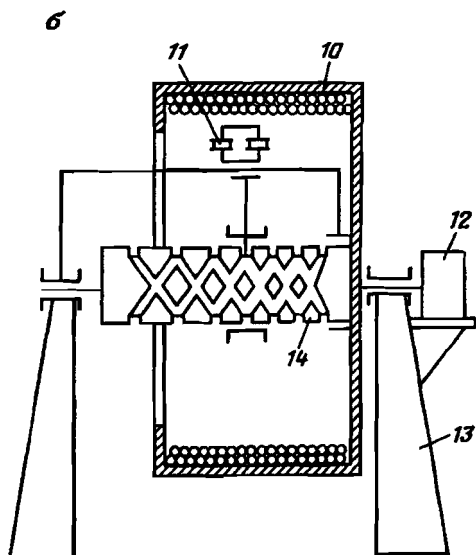
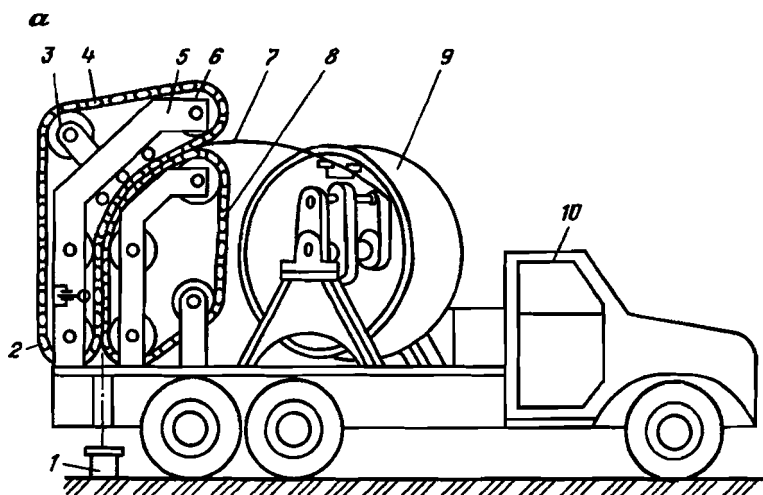


Рис. 2.21. Агрегат с укладкой трубы вовнутрь барабана:

а – компоновка агрегата; **б** – кинематическая схема барабана с укладчиком; 1 – устье скважины; 2 – ведущая звездочка транспортера; 3, 6 – направляющие звездочки; 4, 8 – цепь; 5 – рама транспортера; 7 – колонна гибких труб; 9 – барабан с КГТ; 10 – кабина водителя; 11 – каретка укладчика КГТ; 12, 13 – привод и опора барабана; 14 – ходовой винт укладчика

Жидкость, приготовленную на углеводородной основе, на поверхность трубы подает насос при вращении барабана, ее излишки стекают с витков, намотанных на последний, в сборник и опять поступают на прием насоса.

Известны конструкции, где для упрощения процесса смазывания поверхности труб барабан располагают в картере, размер которого подбирают таким образом, чтобы витки трубы, лежащие на барабане, были погружены в смазывающую жидкость. В нижней части картера имеется дренажный трубопровод, служащий для слива скапливающейся там воды.

Помимо описанных конструкций, реализованных в агрегатах подземного ремонта и часто применяющихся на практике, известны и другие разработки, опубликованные в технической литературе или защищенные патентами (см. Приложение).

Одной из оригинальных следует признать конструкцию барабана с внутренней укладкой колонны гибких труб (рис. 2.21) (а.с. № 765496), которая была предложена в связи с необходимостью решения одной из проблем, возникающих при наматывании гибкой трубы на барабан. Несмотря на то что этот процесс сопровождается пластическими деформациями, имеют место также и упругие. Причем их абсолютная величина тем больше, чем выше прочностные свойства материала, из которого изготовлена труба. Поэтому свободный конец трубы, намотанной на барабан, должен постоянно удерживаться в натянутом состоянии, независимо от того, ведутся работы или нет. В том случае, если конец трубы зафиксирован, нужно затормаживать барабан для исключения его самопроизвольного раскручивания под действием упругих сил, действующих в трубе.

От всех этих нежелательных явлений свободна именно конструкция барабана с внутренней укладкой трубы. Последняя, будучи помещенной внутрь барабана, под действием упругих сил самопроизвольно прижимается к наружной стенке или виткам в барабане, что обеспечивает плотность укладки витков трубы, исключает образование пережимов при нарушении их регулярности, упрощает работу с трубой, хотя и усложняет обслуживание устройства. Однако недостаток такой конструкции заключается в чисто психологическом фак-

торе – оператору гораздо удобнее работать, когда он видит барабан с намотанными на него витками трубы.

2.5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

В зависимости от вида работ, выполняемых при подземном ремонте скважин, и особенностей технологии их проведения используют разный комплект оборудования для подготовки технологической жидкости. Кроме того, на его состав влияют и характеристики самого применяемого оборудования.

При промывке скважины во время выполнения любых работ используют две схемы циркуляции технологической жидкости – замкнутую и незамкнутую (рис. 2.22).

Основным признаком замкнутой схемы является многократное применение технологической жидкости. Отработанная жидкость из скважины после ее очистки, нагрева и дегазации вновь поступает на прием насоса для повторного использования в процессе.

Незамкнутая схема предусматривает подачу технологической жидкости только 1 раз, после выхода ее из скважины она направляется в промышленную линию сбора пластовой жидкости либо в специальную емкость.

Основанием для выбора схемы циркуляции являются обеспеченность необходимым оборудованием и возможность его работы в нужном режиме.

Основные проблемы при реализации замкнутого цикла промывки обусловлены работоспособностью насоса (или насосов). В данном случае насос, нагнетающий технологическую жидкость в колонну гибких труб, должен обеспечивать необходимые режимы работы при многократном использовании технологической жидкости. А при этом в последней неизбежно будут присутствовать газ, минерализованная вода, абразив, пластовая жидкость (нефть, парафин и другие компоненты). По мере увеличения циклов обращения технологической жидкости в замкнутой системе циркуляции доля этих составляющих, естественно, будет возрастать. А насосы, входящие в состав некоторых импортных агрегатов, способны

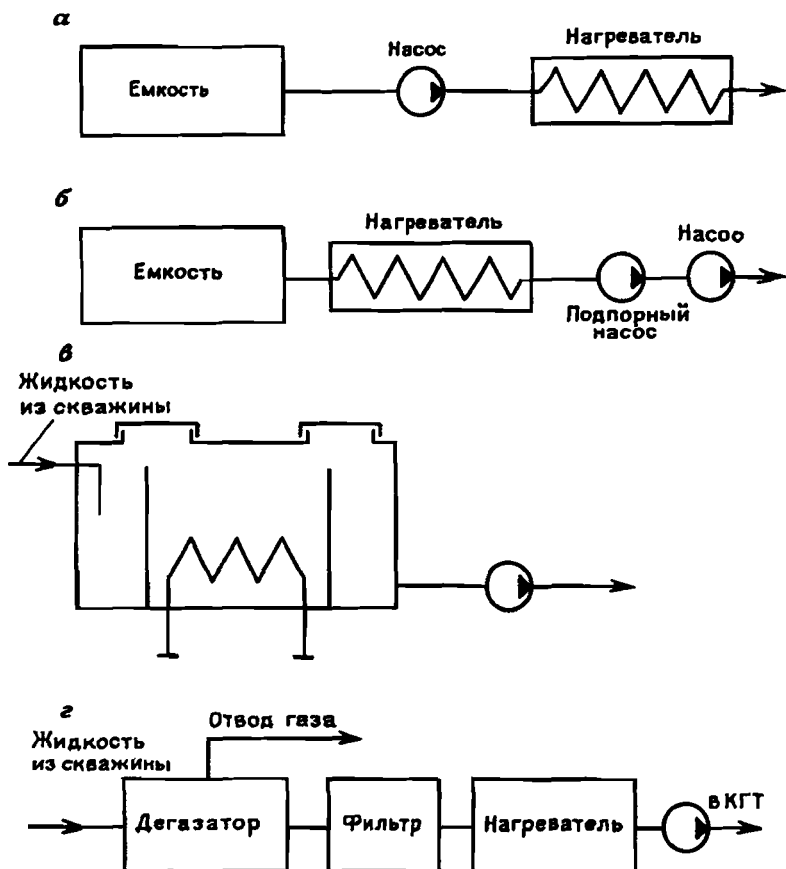


Рис. 2.22. Схемы подготовки технологической жидкости:

а, б – при перекачивании насосом соответственно холодной и горячей жидкости (в последнем случае при использовании подпорного насоса); в – при применении емкости со встроенным нагревателем; г – при работе с замкнутым контуром циркуляции пластовой жидкости

обеспечивать перекачивание лишь чистых жидкостей с высокой температурой кипения, что исключает возможность использования отработанной технологической жидкости и приводит к необходимости применять либо чистую техническую воду летом, либо дизельное топливо зимой. Использование нефти при этом исключается, поскольку она содержит легкокипящие фракции.

Если для подготовки технологической жидкости нужен ее нагрев, то применяют емкости с расположенными в них теплообменниками или нагревательные печи.

В оборудовании отечественного производства, работающем на промыслах, обычно используют смонтированные на автомобильных прицепах цистерны емкостью 5 – 8 м³, снабженные теплоизоляцией и имеющие внутри змеевик. Через него пропускают пар от передвижной парогенераторной установки.

Во внутренней полости емкости устанавливают поперечные перегородки, обеспечивающие осаждение абразивных частиц, поступающих с потоком жидкости из скважины. Эту же емкость используют и как дегазатор. Ее снабжают патрубками для подвода и отвода технологической жидкости, подачи пара, сливными патрубками и смотровыми люками. Кроме того, в ее составе имеется индикатор уровня жидкости. Как следует из описания, это оборудование представляет собой отдельную транспортную единицу. Обычно такие изделия изготавливают в промысловых производственных подразделениях.

В агрегатах зарубежных конструкций емкость для технологической жидкости применяют, как правило, только для работы в незамкнутом режиме. Ее монтируют на агрегате, обеспечивающем подготовку и хранение жидкости (см. рис. 2.2).

2.6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАКАЧИВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

Насосы, используемые в описываемых агрегатах, в идеальном случае должны осуществлять перекачивание технологической жидкости на любой основе – воде или углеводородном сырье – и при ее температуре в диапазоне 0 – 100 °С. Практически технические возможности насоса определяют место его расположения в схеме оборудования и обеспечиваемые агрегатом параметры.

Наиболее рациональной (см. рис. 2.22) является схема, в которой насос размещен после нагревателя. Это позволяет в случае применения прямоточных нагревателей использовать конструкции, рассчитанные на работу при малых абсолютных давлениях. Для реализации подобной схемы подходит и на-

греватель в виде емкости с теплообменным аппаратом. В любом из этих вариантов технологическая жидкость поступает на прием насоса нагретой до рабочей температуры.

Так как осуществляют перекачивание горячих жидкостей, то детали насоса следует выполнять из теплостойких материалов, а режим его работы не должен допускать возникновения кавитации. Последнее требование является наиболее трудно выполнимым, поскольку при использовании нефти в качестве технологической жидкости ее легкие фракции, имеющие низкую температуру кипения, провоцируют кавитационный режим работы.

С учетом реальных характеристик оборудования для перекачивания технологической жидкости можно применять насосы следующих типов – поршневые (трехплунжерные) и винтовые (одновинтовые или одно- и многозаходные). Последние в наибольшей степени удовлетворяют условиям работы, поскольку обеспечивают перекачивание жидкости, вязкость которой составляет 10 сСт с содержанием свободного газа на приеме до 50 %, механических примесей до 0,5 – 0,8 г/л и температуре до 70 °С. Ротор подобных насосов вращается с частотой до 1500 об/мин, что исключает необходимость использования редукторов. Малые габариты этих насосов позволяют хорошо встраивать их в агрегат. Опыт эксплуатации насосов подобного типа в нефтяных скважинах свидетельствует о их высокой долговечности – порядка 5000 – 8000 ч. Область применения данных насосов ограничена величинами их максимального давления – до 12 – 16 МПа и подач – 1 – 1,2 дм³/с. Подобные конструкции использованы в агрегате "Скорпион".

Для закачивания технологической жидкости применяют также отдельные насосные агрегаты типа УНБ1-160×63 или УНБ1-400×400, АДПМ [11]. Максимальное давление, развиваемое трехплунжерными насосами, входящими в состав агрегатов, составляет 63 МПа, а максимальная подача – 37 дм³/с. И по давлению, и по подаче такие установки имеют параметры, превышающие необходимые для работы агрегатов с колонной гибких труб.

В импортных установках традиционно используют трехплунжерные насосы. Они приводятся в действие посредством силового агрегата через понижающий редуктор.

2.7. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ АГРЕГАТОМ

К системе управления агрегатом относятся кабина оператора, пульты управления основным и вспомогательным оборудованием.

Учитывая сложные климатические условия, в которых происходит эксплуатация агрегатов, а также особенности организации выполнения работ (использование вахтового метода), к кабине оператора предъявляют достаточно высокие требования:

- удобство рабочего места оператора;
- комфортные условия труда с точки зрения обогрева (охлаждения);
- хороший обзор рабочей зоны;
- удобный пульт управления.

Удовлетворение указанных требований должно сочетаться с обеспечением допустимых габаритов агрегата и ограничений нагрузки на колеса транспортной базы. Поэтому при конструировании кабин управления следует учитывать их размещение в транспортном и рабочем положениях. В большинстве зарубежных агрегатов кабина оператора (см. рис. 2.1 – 2.4), находящаяся за кабиной водителя транспортного средства, снабжена гидроприводом, обеспечивающим ее вертикальное перемещение в пределах 1 – 1,5 м. Известны технические решения, в которых перевод кабины в рабочее положение осуществляется путем ее поворота. И в том, и в другом случаях появляется более удобный обзор барабана с наматываемой на него гибкой трубой, укладчика трубы и устьевого оборудования, прежде всего транспортера.

На пульте управления агрегата располагают весь комплекс контрольно-измерительных приборов и органов управления. К первым относятся приборы, контролирующие режимы работ приводного двигателя и всех систем гидропривода, длину трубы, спущенной в скважину, и давление технологической жидкости, а ко вторым – органы управления транспортером, уплотнителем, барабаном, укладчиком трубы и приводным двигателем.

В зависимости от конструктивных особенностей агрегата применяют гидравлические или электрогидравлические системы управления.

3. ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ АГРЕГАТОВ, ИХ РАСЧЕТ И КОНСТРУИРОВАНИЕ

3.1. УСТЬЕВОЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Непосредственно на устье скважины и над ним устанавливают оборудование, обеспечивающее выполнение работ с колонной гибких труб при соблюдении правил безопасности. К этим устройствам относятся превентор, герметизатор устья скважины, транспортер с направляющей дугой и его основание.

ПРЕВЕНТОР

Назначение превентора – это обеспечение безопасности в процессе ведения работ при возникновении нештатных ситуаций. Под последними подразумевают аварийную потерю работоспособности основных устройств агрегата – транспортера и герметизатора, а также внезапные проявления скважины – выбросы и фонтанирование.

Превентор должен включать секции, которые позволяют удерживать колонну гибких труб, перерезать ее, обеспечивать герметизацию полости скважины по всему ее поперечному сечению и при обжати гибкой трубы плашками. Для этого применяют четырехсекционные превенторы, включающие секции с клиновыми захватами трубы, обжимающими последнюю, и секцию со срезающими и глухими плашками.

Учитывая малую вероятность в необходимости использования превентора, можно применять конструкцию с ручным приводом плашек. Однако использование комбинированных приводов – ручного и гидравлического – позволяет повысить комфортность управления агрегатом.

Превентор является изделием, широко применяющимся при бурении и добыче нефти и газа.

Ниже превентора устанавливают тройник, обеспечивающий закачку технологической жидкости в кольцевое пространство между колоннами КГТ и НКТ (или эксплуатационной колонной). Этот же тройник используют для отвода отработанной жидкости.

ГЕРМЕТИЗАТОР УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Основное назначение герметизатора – это изоляция внутренней полости скважины и колонны лифтовых труб от внешней среды. При этом в изолируемых полостях могут находиться под давлением 16 – 20 МПа продукция скважины (нефть, газ, вода), технологическая жидкость, используемая при обработке скважины (соляной раствор, жидкость на нефтяной основе, растворы кислот), а также твердые включения (песок, окалина, частицы парафина). В процессе работы комплекса оборудования при выполнении технологических операций в скважине и спуске или подъеме трубы КГТ соответственно перемещается со скоростью 0,01 – 0,05 и 0,4 – 1 м/с. В любом случае герметизатор должен исключать утечки в зазоре между его корпусом и поверхностью гибких труб.

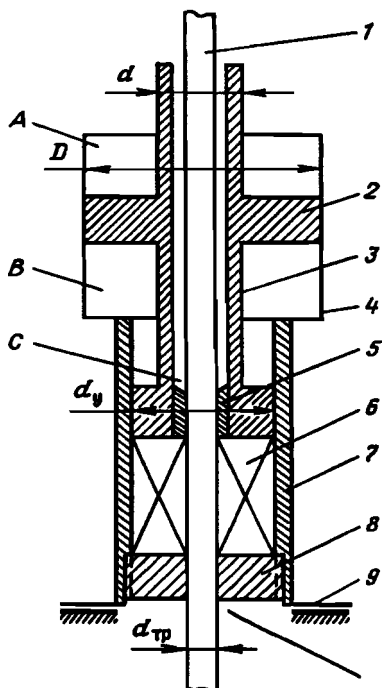
Кроме того, герметизатор устья служит для пропуска в полость скважины инструментов и приборов, наружный диаметр которых превышает наружный диаметр трубы в 1,2 – 1,5 раза.

Условия эксплуатации агрегатов определяют оперативное управление герметизатором в зависимости от величины давления в полости скважины.

Но самым важным требованием является надежная работа уплотнительного элемента, в частности, обеспечение его работоспособности как при штатном режиме функционирования агрегата, так и при отказе или остановке каких-либо систем, например, при внезапной остановке приводного двигателя и последующей паузе при его запуске (или ремонте).

С учетом всех перечисленных требований герметизатор выполняют в виде контактного уплотнения с использованием в качестве уплотнительного элемента втулки из эластомера. Материалом для создания герметизатора служит маслобензо-

Рис. 3.1. Схема герметизатора устья с осевым расположением приводного цилиндра



износостойкая резина или полиуретан. Уплотнение осуществляют с принудительным поджимом к уплотняемой поверхности, для чего используют гидравлический привод, которым управляют из кабины оператора агрегата.

Один из вариантов схемы герметизатора приведен на рис. 3.1. Он включает корпус 7, в нижней части которого расположен уплотнительный элемент 6. Выше него находится приводной гидроцилиндр 4 диаметром D , полый шток 3 которого перемещается поршнем 2.

Колонна гибких труб 1 проходит через полый шток 3, центрируется направляющей втулкой 5 и взаимодействует с уплотнительным элементом. Для установки нового и извлечения изношенного уплотнительного элемента в нижней части корпуса предусмотрен затвор 8, положение которого относительно корпуса фиксируется посредством упорной резьбы или байонетного соединения. Для крепления герметизатора на превенторе имеется фланец 9.

Описанная конструкция герметизатора наиболее проста, но ее недостатки – это значительные осевые габариты и существенная масса. Однако они компенсируются высокой надежностью и удобством обслуживания.

При необходимости повышения герметизирующей способности уплотнительного элемента в процессе его работы в полости *A* увеличивают давление рабочей жидкости гидропривода, а для разгрузки уплотнительного элемента последнее или уменьшают в полости *A*, или увеличивают в полости *B*. При этом уплотнительный элемент может быть полностью разгружен, и между ним и наружной поверхностью гибкой трубы образуется зазор.

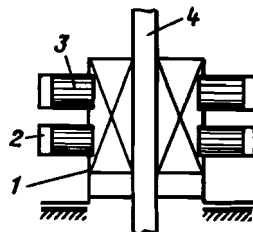
В процессе работы в кольцевом пространстве *C* между гибкой трубой и полым штоком накапливается технологическая жидкость, проникающая туда из полости скважины. При перемещении колонны гибких труб вниз необходимо следить за тем, чтобы эта жидкость постоянно там находилась, обеспечивая смазку поверхности трубы, взаимодействующей с уплотнением. Для этого, например, рекомендуют периодически уменьшать давление в приводном цилиндре, увеличивая утечку до тех пор, пока жидкость не заполнит весь кольцевой объем. После его заполнения и появления жидкости у верхней кромки полого штока давление следует опять увеличить. Невыполнение этого условия приведет к тому, что уплотнительный элемент начнет "гореть" и интенсивно изнашиваться.

Приводной гидроцилиндр должен иметь определенный запас хода, который в процессе работы позволяет сжимать изношенный уплотнительный элемент, обеспечивая сохранение работоспособности всего узла в целом. Этот запас хода дает возможность также выталкивать из корпуса изношенный уплотнительный элемент при его замене, что облегчает и ускоряет проведение ремонтных работ в промышленных условиях.

Меньшей массой и меньшими осевыми габаритами обладают герметизаторы с радиальным расположением приводных цилиндров (рис. 3.2). При использовании подобной схемы усилие прижима уплотнительного элемента обеспечивается несколькими поршнями (плунжерами), размещенными в боковой поверхности корпуса. Недостатком подобной конструкции является то, что равномерное прижатие уплотнительного элемента к поверхности гибкой трубы начинает обеспе-

Рис. 3.2. Схема герметизатора устья с радиальным расположением приводных цилиндров:

1 – корпус герметизатора устья; 2 – цилиндр; 3 – плунжер; 4 – колонна гибких труб



чиваться при сравнительно высоких давлениях (порядка 5 – 6 МПа). Это обусловлено тем, что эластомерный уплотнительный элемент, расположенный в замкнутом объеме корпуса, только в этих случаях ведет себя подобно жидкости. При меньших давлениях он работает как упругое тело, подчиняющееся закону Гука. Поэтому при высоких давлениях уплотняемой среды в полости скважины обеспечивается равномерное изнашивание по всей длине уплотнительного элемента, а при малых – неравномерное, в основном в средней его части.

Уплотнительный элемент является специфическим узлом, применяемым только для агрегатов ПРС. Поэтому расчет его основных элементов в технической литературе практически не освещен.

Выбор основных параметров. С точки зрения теории рассматриваемый тип уплотнительного элемента может быть отнесен к мягким сальниковым набивкам с принудительным поджимом к уплотняемой поверхности. Оценка возможности его работы осуществляется по критерию $p_k v$ [12], где p_k – контактное давление на поверхность, МПа; v – скорость относительного скольжения, м/с. При $p_k v > 5,6 - 6$ МПа·(м/с) для нормальной работы уплотнительного элемента необходимо применять смазку рабочей средой или от постороннего источника. Применительно к условиям работы агрегата на скважине это означает, что при перемещении колонны гибких труб со скоростью 0,5 м/с (перемещение труб на рабочую отметку) давление на буфере не должно превышать 12 МПа.

В процессе работы уплотнительного элемента типа набивки осевые и радиальные (контактные) давления распределяются по экспоненциальному закону [13]

$$p_{oc} = p_0 \exp [2af(L - x)/b];$$

$$p_k = ap_0 \exp [2af(L - x)/b].$$

Здесь значение a характеризует жесткость материала уплотнительного элемента (при ориентировочных расчетах a принимают равным 0,5); f — коэффициент трения (в рассматриваемых условиях $f = 0,1$); b и L — радиальный и осевой размеры уплотнительного элемента.

Исходя из условия пропорциональности контактного давления градиенту давления, величина давления жидкости в зазоре между уплотнительным элементом и поверхностью трубы определяется соотношением

$$p(x) = p_0 [1 - \exp(-ax/Ab)]/[1 - \exp(-aL/Ab)], \quad (3.1)$$

где A — параметр, характеризующий рабочие свойства уплотнения ($A = 1,0 \div 1,2$).

Неравномерность распределения контактного давления приводит к тому, что в зоне нижнего торца уплотнительного элемента, там где находится уплотняемая среда, p_k в 2 — 2,5 раза выше, чем в верхней части. Большие значения имеют место при перемещении труб вниз, меньшие — вверх (рис. 3.3).

Для обеспечения оптимального распределения контактных давлений при использовании в качестве материала уплотни-

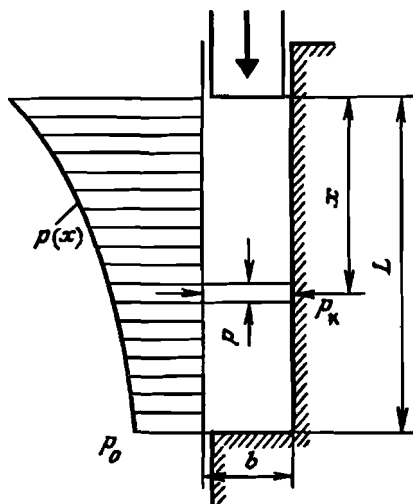


Рис. 3.3. Эпюра контактных давлений в уплотнительном элементе. Жирной стрелкой показано усилие, сжимающее уплотнительный элемент

тельного элемента эластомеров со средним значением твердости следует принимать его наружный диаметр и высоту равными 140 – 150 мм для гибкой трубы с наружным диаметром до 40 мм.

С учетом приведенных зависимостей (см. рис. 3.3) можно утверждать, что схема уплотнительного элемента с радиальным поджимом обеспечивает ему лучшие условия работы по сравнению с осевым нагружением.

Кинематический расчет параметров. Этот расчет сводится к определению размеров приводного гидроцилиндра, обеспечивающего создание соответствующего контактного давления при заданном давлении рабочей жидкости гидропривода.

Рассматривая приводной цилиндр как гидравлический мультипликатор давления, можно записать

$$(d_y - d_{тр})^2 p_{кmin} = (D - d_{п.ш})^2 p_r,$$

где D – рабочий диаметр приводного цилиндра; $d_{п.ш}$ – наружный диаметр полого штока; d_y – наружный диаметр уплотнительного элемента; $d_{тр}$ – наружный диаметр гибкой трубы; $p_{кmin}$ – минимальное значение контактного давления; p_r – рабочее давление в гидроприводе агрегата.

Из этой формулы при заданных значениях давлений и размеров уплотнительного элемента могут быть определены размеры гидроцилиндра.

Пример. Определим размеры приводного цилиндра для уплотнительного элемента 150×150 мм для гибкой трубы с наружным диаметром 33 мм, при максимальном давлении в полости скважины 20 МПа и давлении в гидроприводе агрегата 10 МПа.

Из конструктивных соображений с учетом значения диаметра гибкой трубы выберем наружный диаметр полого штока. В данном случае примем $d_{п.ш} = 80$ мм. При $d_y = 150$ мм, $d_{тр} = 33$ мм, $p_k = 20$, $p_r = 10$

$$\begin{aligned} D &= [(d_y^2 - d_{тр}^2)(p_0/p_r) + d^2]^{0.5} = \\ &= [(150^2 - 33^2)(20/10) + 80^2]^{0.5} = 221 \text{ мм.} \end{aligned}$$

Полученный результат округляют в большую сторону до ближайшего (250 мм) нормализованного значения диаметров

цилиндров, применяемых в гидроприводе. Далее на основе зависимости (1.3) определяют фактическое значение давления рабочей жидкости в гидроприводе, которое обеспечит заданные показатели. Естественно, оно будет меньше заданного значения p_r .

Расчет на прочность. Расчет корпуса уплотнительного элемента на прочность выполняют по методике оценки прочности цилиндров. При известном внутреннем диаметре цилиндра толщину его стенки δ определяют по формуле [14]

$$\delta = \frac{D}{2} \left(\frac{[\sigma] + 0,4p_p}{[\sigma] - 1,3p_p} \right)^{0,5} - 1,$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение материала корпуса.

Расчет на прочность крепления затвора к корпусу выполняют согласно методам расчета резьб, принятых в машиностроении. При этом крепление затвора должно выдерживать осевую нагрузку, создаваемую приводным гидроцилиндром при подаче в его полость A рабочей жидкости гидропривода под максимальным рабочим давлением.

3.2. ОБЪЕМНЫЙ ГИДРОПРИВОД ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ

Все исполнительные органы агрегата снабжены объемным гидроприводом. Его применение позволяет наилучшим образом разместить все навесное оборудование на автомобильном шасси и организовать его необходимое энергоснабжение. Так как устройство каждого из узлов гидропривода не оказывает принципиального влияния на их конструкцию, а вместе с тем сам по себе гидропривод представляет единую систему, то дальнейшее описание агрегата построено следующим образом: сначала рассматривается работа гидропривода, а затем конструкция каждого узла и расчетные зависимости для этих узлов и элементов гидропривода, относящихся к ним.

Гидравлический привод агрегата состоит из:

- насосной установки;
- гидропривода монтажного оборудования;
- гидропривода лебедки;

- гидропривода транспортера;
- гидропривода регулирования скорости транспортера;
- гидропривода механизма прижима плашек транспортера;
- гидропривода механизма натяжения цепей транспортера;
- гидроцилиндра привода уплотнительного элемента;
- гидропривода управления механизмами транспортера и уплотнительного элемента;
- гидропривода датчика нагрузки;
- гидропривода винтовых насосов.

В дальнейшем при описании работы гидравлического привода принято сквозное обозначение его элементов, приведенных на рис. 3.4 – 3.15.

НАСОСНАЯ УСТАНОВКА

Насосная установка (рис. 3.4) состоит из группы аксиально-поршневых насосов *HA1 – HA5*, приводимых в действие посредством раздаточного редуктора. Ведущий вал последнего соединен карданным валом с коробкой отбора мощности автомобильного шасси, на котором смонтирован агрегат. Насос *H* расположен на силовом агрегате автомобильного шасси. В рабочем положении агрегата насосы *HA1 – HA5* перекачивают жидкость из бака *B1* и направляют ее либо к соответствующим исполнительным органам, либо обратно в бак (т.е. работают вхолостую).

Назначение указанных насосов следующее:

- *HA1* используют для питания исполнительных органов монтажного оборудования при свертывании или разворачивании агрегата и привода лебедки при проведении подземного ремонта;
- *HA2* применяют для обеспечения работы транспортера на малой скорости и питания исполнительных органов управления транспортером и уплотнителем;
- *HA3* используют для осуществления работы транспортера на большой скорости;
- *HA4* и *HA5* служат для привода винтовых насосов, перекачивающих технологическую жидкость;
- *H* нужен для привода вентилятора принудительного охлаждения бака.

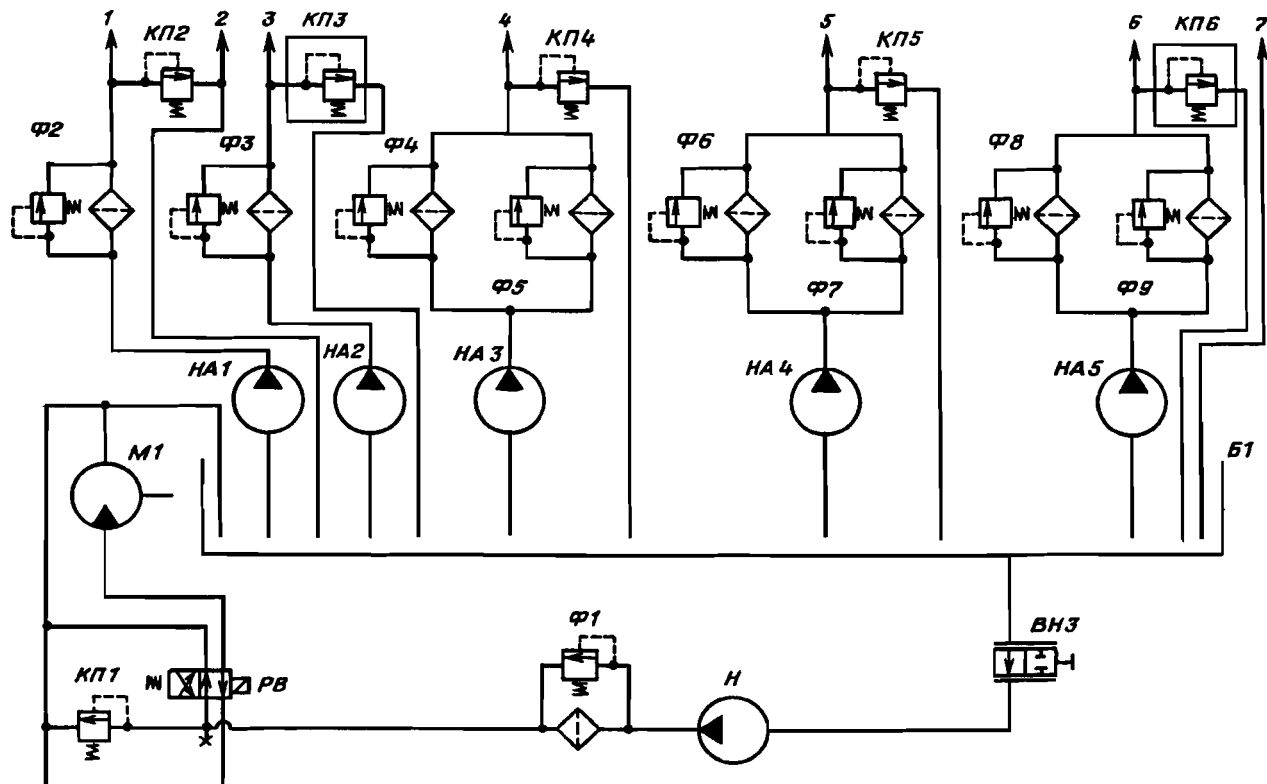


Рис. 3.4. Гидравлическая схема насосной установки

Напорные линии насосов через напорные фильтры $\Phi 1 - \Phi 9$ соединены с предохранительными клапанами $КП 1 - КП 6$. Каждый фильтр снабжен предохранительным клапаном, открывающимся при засорении фильтрующего элемента выше допустимого уровня.

Для принудительного охлаждения бака $B 1$ служит вентилятор, приводимый в действие гидромотором $M 1$, управление которым осуществляется распределителем PB с электроприводом. Первичный прибор – датчик термометра установлен во всасывающем коллекторе силовых насосов и фиксирует температуру рабочей жидкости гидропривода, поступающей на их прием. Вторичный прибор для измерения температуры расположен в кабине управления агрегатом. Включение (выключение) привода вентилятора осуществляется из кабины оператора, в зависимости от показаний термометра и погодных условий. Для отключения этой системы от бака при проведении ремонта служит вентиль $ВН 3$.

ГИДРОПРИВОД МОНТАЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для приведения агрегата в рабочее состояние при его развертывании на скважине и, наоборот, в транспортное положение при сворачивании служит комплекс исполнительных гидроцилиндров $Ц 1 - Ц 5$ (рис. 3.5):

- $Ц 1$ и $Ц 2$ используют в качестве домкратов;
- $Ц 3$ служит для выдвижения кабины водителя;
- $Ц 4$ обеспечивает привод талевой системы;
- $Ц 5$ служит для привода мачты.

Питание гидропривода монтажного оборудования в период развертывания-свертывания агрегата осуществляется насосом $НА 1$ через вентиль $ВН 1$. При проведении операций по развертыванию и свертыванию агрегата вентиль $ВН 1$ должен быть открыт, а при работе агрегата во время выполнения подземного ремонта – закрыт. При его открывании поток рабочей жидкости поступает в расположенный с левого борта в кормовой части агрегата выносной пульт. Он содержит двухступенчатый предохранительный клапан и набор распределителей с ручным управлением, которые обеспечивают подачу рабочей жидкости к исполнительным органам монтажного оборудования – гидроцилиндрам $Ц 1 - Ц 5$.

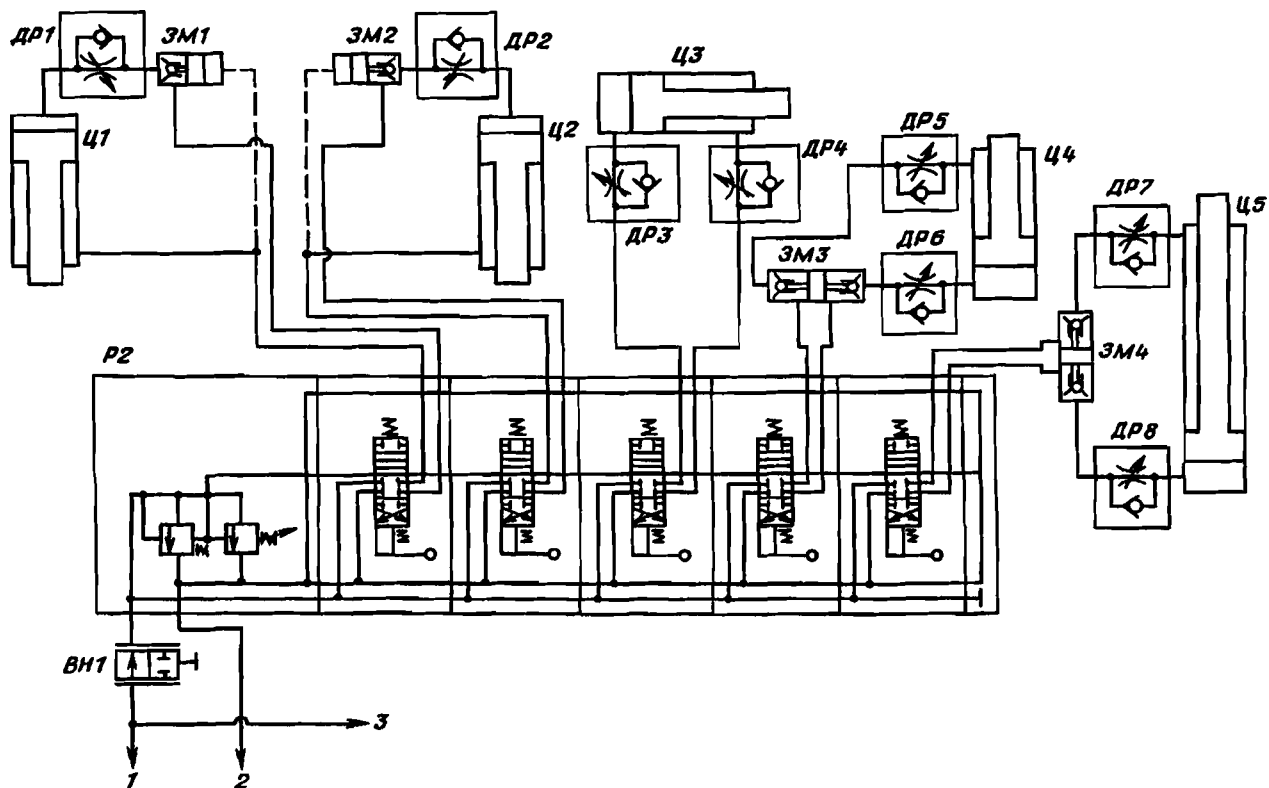


Рис. 3.5. Гидравлическая схема монтажного оборудования

Для исключения самопроизвольного перемещения штоков домкратов в случае аварийного разрушения трубопроводов или иных внештатных ситуаций гидроцилиндры Ц1 и Ц2 снабжены гидравлическими замками соответственно ЗМ1 и ЗМ2. Скорость движения их поршней вверх регулируют дроссели ДР1 и ДР2, параллельно которым установлены обратные клапаны. С их помощью осуществляется перемещение штоков цилиндров вниз при установке агрегата в рабочее положение и быстрое вверх при его свертывании.

Особенностью привода кабины оператора является то, что гидроцилиндр Ц3 обеспечивает ее перемещение только на участке, где металлоконструкция кабины взаимодействует с рамой агрегата. Здесь усилие, необходимое для перемещения кабины, максимально. После ее выдвижения за пределы данного участка извлекается палец, соединяющий шток цилиндра с кабиной, и ее дальнейшее перемещение осуществляется вручную. Для регулирования скорости перемещения кабины оператора цилиндр снабжен дросселями с обратными клапанами ДР3 и ДР4.

Как уже отмечалось, для перемещения в вертикальном направлении устьевого оборудования при его монтаже и демонтаже на скважине служит цилиндр Ц4. Его шток соединен с мультиплицирующей талевой системой, обеспечивающей перемещение транспортера и уплотнителя во время их монтажа и демонтажа на устье скважины. Перевод мачты в рабочее положение и обратно осуществляется цилиндром Ц5. В трубопроводах этих цилиндров установлены дроссели с обратными клапанами ДР5, ДР6 и ДР7, ДР8 соответственно для регулирования скоростей перемещения вверх и вниз, а также гидравлические замки ЗМ3 и ЗМ4, исключающие их самопроизвольное перемещение.

ГИДРОПРИВОД ЛЕБЕДКИ

Лебедка обеспечивает наматывание и разматывание гибкой трубы в процессе выполнения спускоподъемных операций. Для привода барабана лебедки (рис. 3.6) используется гидромотор М2, который через планетарный редуктор вращает вал барабана. Для принудительного перемещения укладчика трубы применяется гидромотор М3, а выключение муфты сцеп-



Частота вращения барабана лебедки изменяется с помощью настройки регулятора расхода РР1. Для "подтормаживания" барабана при сматывании с него гибкой трубы (с целью обеспечения постоянного натяжения трубы, намотанной на барабан) служит предохранительный клапан КР7. Он включен последовательно с дросселем ДР9 (с установленным параллельно ему обратным клапаном) и распределителем Р15. Вращение барабана в направлении наматывания трубы обеспечивается распределителем Р3. При этом на правую управляющую обмотку последнего подается напряжение.

86

обмотку). Его вал при приложении крутящего момента в результате натяжения разматываемой трубы начинает вращаться только тогда, когда давление достигает величины, на которую отрегулирован предохранительный клапан *КП7*.

Для исключения самопроизвольного вращения вала барабана служит гидравлический замок *ЗМ5*. В противном случае труба, намотанная на барабан, из-за наличия упругих деформаций стремится самопроизвольно размотаться, что приводит к смещению регулярной укладки витков и повреждению трубы при наматывании и разматывании.

Для принудительного перемещения трубоукладчика и изменения направления его перемещения предназначен распределитель *Р4* с электромагнитным управлением. Дроссели *ДР10* и *ДР11* служат для регулирования скорости перемещения трубоукладчика, а клапан *ЧК*, соединенный с цилиндром *Ц22*, обеспечивает отключение муфты сцепления.

Питание исполнительных органов гидропривода лебедки осуществляется насосом *НА2*.

ГИДРОПРИВОД ТРАНСПОРТЕРА

Транспортер предназначен для перемещения гибкой трубы при ее спуске или подъеме из скважины. Привод цепей транспортера (рис. 3.7) обеспечивается двумя реверсивными гидромоторами *М4* и *М5*, для идентичного вращения которых имеется синхронизирующая шестеренчатая передача.

Для предотвращения самопроизвольного перемещения цепей транспортера вниз служит тормозной клапан *КТ*. Включение и изменение направления вращения гидромоторов осуществляется двумя параллельно включенными распределителями *Р6* и *Р7* с электрогидравлическим управлением, которое принято для повышения надежности их работы в условиях низких температур окружающего воздуха.

Для соединения шлангов гидросистемы транспортера с трубопроводами гидросистемы агрегата использованы гидравлические разъемы *РГ2*, *РГ3*, *РГ10*, *РГ11*.

Питание исполнительных органов гидропривода транспортера осуществляется насосами *НА3* и *НА4* через систему регулирования скорости транспортера.

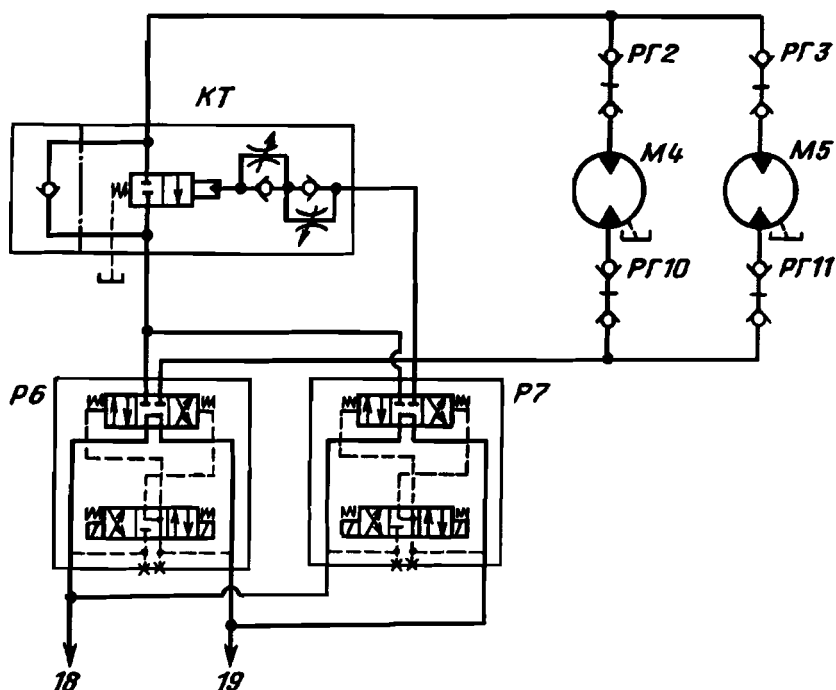


Рис. 3.7. Гидропривод транспортера

ГИДРОПРИВОД РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ ТРАНСПОРТЕРОМ

Для обеспечения регулирования в широком диапазоне скоростей перемещения колонны гибких труб и приемлемых энергетических показателей агрегата применяют систему регулирования скорости (рис. 3.8).

При перемещении колонны гибких труб во время выполнения спускоподъемных операций (высокая скорость) для питания гидромоторов *M4* и *M5* используется насос *НАЗ* большой производительности. Подача рабочей жидкости от него к гидромоторам осуществляется двумя параллельно включенными распределителями *P8* и *P9* с электрогидравлическим управлением. В их нейтральном положении поток жидкости направляется в бак и насос *НАЗ* разгружается.

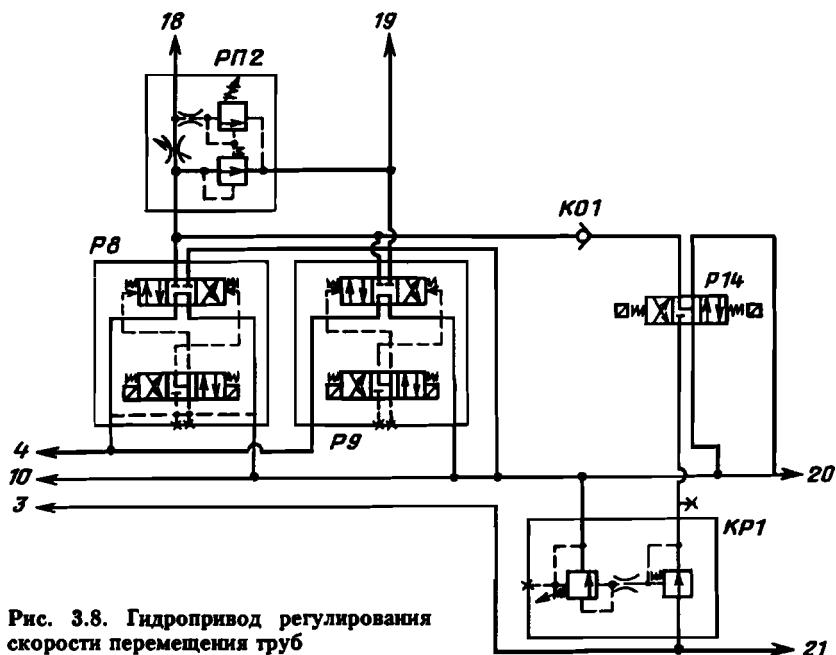


Рис. 3.8. Гидропривод регулирования скорости перемещения труб

Для регулирования скорости перемещения трубы в течение короткого времени можно применять регулятор подачи *РП2*. Длительная его эксплуатация при работе транспортера от насоса *НА3* будет приводить к перегреву гидросистемы.

При перемещении колонны гибких труб во время выполнения операций по размыву пробки или "растеплению" колонны (низкая скорость) для питания гидромоторов *М4* и *М5* используется насос *НА2* малой производительности. Он питает гидромоторы через редукционный клапан *КР1*. Распределитель *Р14* с электромагнитным управлением направляет рабочую жидкость от клапана *КР1* через обратный клапан *КО1* на вход регулятора ее подачи *РП2*.

Таким образом, плавное регулирование скорости перемещения гибкой трубы осуществляется регулятором подачи *РП2*, а ступенчатое – включением распределителей *Р8*, *Р9* или *Р14*. Плавное регулирование скорости перемещения трубы может быть обеспечено применением насосов и (или) моторов с переменным рабочим объемом.

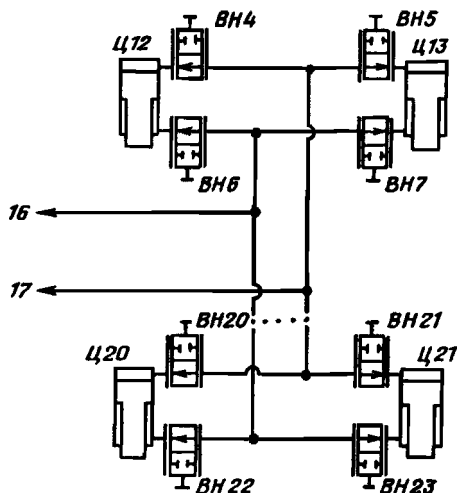


Рис. 3.9. Гидропривод механизма прижима плашек транспортера

ГИДРОПРИВОД МЕХАНИЗМА ПРИЖИМА ПЛАШЕК ТРАНСПОРТЕРА

Для регулирования усилия прижима плашек транспортера к гибкой трубе (рис. 3.9) служат 10 гидроцилиндров Ц12 – Ц21, расположенных равномерно по высоте узла. Все они соединены параллельно. Для отключения отдельных цилиндров от гидросистемы в случае их аварийного выхода из строя они снабжены кранами ВН4 – ВН23.

ГИДРОПРИВОД МЕХАНИЗМА НАТЯЖЕНИЯ ЦЕПЕЙ ТРАНСПОРТЕРА

Для регулирования натяжения цепей (рис. 3.10) служат гидроцилиндры Ц8 – Ц11, включенные параллельно и обеспечивающие перемещение валов нижних звездочек транспортера.

ГИДРОПРИВОД ГЕРМЕТИЗАТОРА

Для обеспечения герметичности внутренней полости колонны НКТ предназначен уплотнительный элемент, поджим которого обеспечивается гидроцилиндром Ц7. Он имеет полный сквозной шток (рис. 3.11).

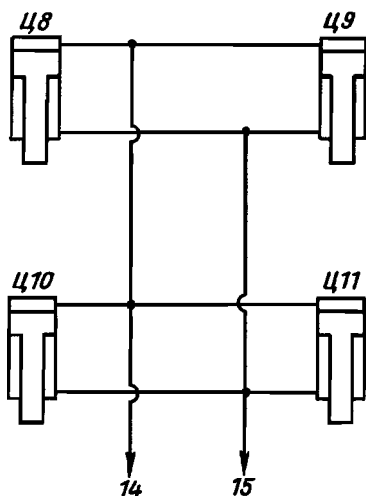


Рис. 3.10. Гидропривод механизма натяжения цепей транспортера

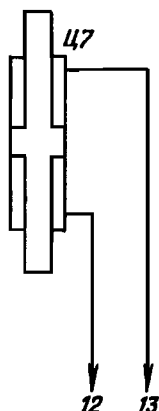


Рис. 3.11. Гидропривод герметизатора

ГИДРОПРИВОД УПРАВЛЕНИЯ МЕХАНИЗМАМИ ТРАНСПОРТЕРА И ГЕРМЕТИЗАТОРА

Для регулирования усилия прижима плашек и усилия натяжения цепей применяют гидропривод (рис. 3.12), питаемый насосом *НА2*. Он состоит из пневматического аккумулятора *АК*, который содержит запас рабочей жидкости гидросистемы, расходуемый в случае внезапной остановки приводного двигателя агрегата. Уход жидкости из аккумулятора к другим узлам, кроме цилиндров прижима, натяжения цепей или герметизатора, исключается за счет использования обратного клапана *КО2*. Давление в аккумуляторе регистрируется манометром *МН2*. Для разрядки аккумулятора перед транспортированием установки служит вентиль *ВН24*. Во время работы агрегата вентиль закрыт.

Для оповещения оператора о возникновении ситуации, при которой рабочая жидкость перестает поступать от насосов и механизмы транспортера начинают питаться запасами жидкости, содержащейся в аккумуляторе, служит датчик давления *РД*. Он обеспечивает включение сигнальной лампы на пульте управления агрегатом.

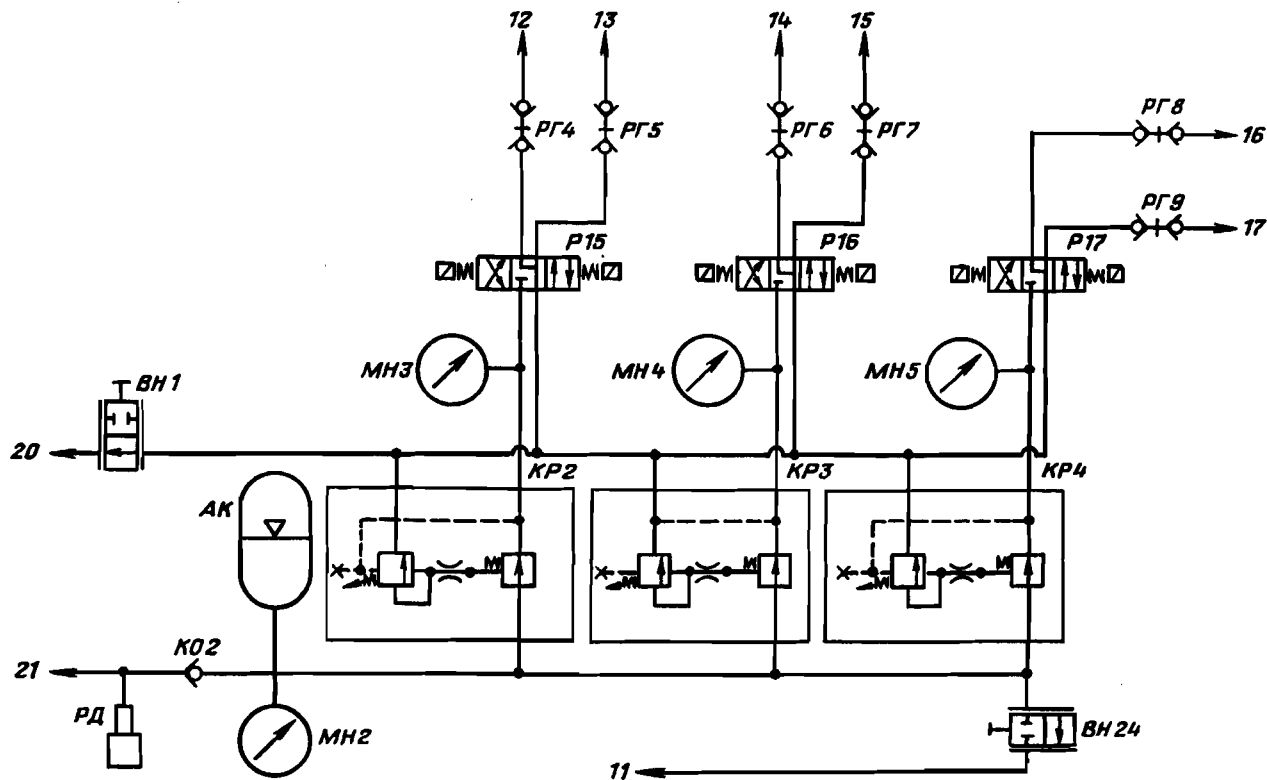


Рис. 3.12. Гидропривод управления механизмами транспортера и герметизатора

Питание цилиндра привода герметизатора *Ц7* осуществляется через редукционный клапан *КР2* и распределитель *Р15* с электромагнитным управлением. Рабочая жидкость направляется к коммуникациям через гидравлические разъемы *РГ4* и *РГ5*. Величина давления в цилиндрах контролируется с помощью манометра *МН3*.

Питание цилиндров натяжения цепей *Ц8 – Ц11* осуществляется через редукционный клапан *КР3* и распределитель *Р16* с электромагнитным управлением. Рабочая жидкость направляется к коммуникациям через гидравлические разъемы *РГ6* и *РГ7*. Величина давления в цилиндрах контролируется с помощью манометра *МН4*. Рекомендуемый диапазон давлений в зависимости от нагрузки на транспортер составляет 1 – 4 МПа.

Питание цилиндров прижима плашек *Ц12 – Ц21* осуществляется через редукционный клапан *КР4* и распределитель *Р17* с электромагнитным управлением. Рабочая жидкость направляется к коммуникациям через гидравлические разъемы *РГ8* и *РГ9*. Величина давления в цилиндрах контролируется с помощью манометра *МН5*. Рекомендуемый диапазон давлений в зависимости от нагрузки на транспортер составляет при подъеме и спуске труб соответственно 1 – 4 и 1 – 3 МПа. Для сохранения нужной величины давления в системе при возникновении аварийной ситуации на сливном трубопроводе установлен вентиль *ВН1*.

ГИДРОПРИВОД ДАТЧИКА НАГРУЗКИ

Регистрация усилия, действующего в точке подвеса труб, осуществляется с помощью измерительного гидроцилиндра *Ц6* (рис. 3.13). Он расположен под площадкой, на которую опирается транспортер во время работы.

Перед началом операций цилиндр *Ц6* заполняется рабочей жидкостью от насоса *НА1*, с которым соединяется посредством распределителя *Р5* с электроуправлением.

После заполнения измерительной системы жидкостью распределитель переводится в нейтральное положение, в результате чего нижняя полость цилиндра *Ц6* соединяется с манометром *МН1*. Давление, регистрируемое последним, пропорционально нагрузке, действующей в верхнем сечении колонны гибких труб.

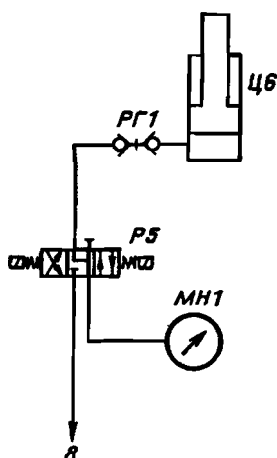


Рис. 3.13. Гидропривод датчика нагрузки

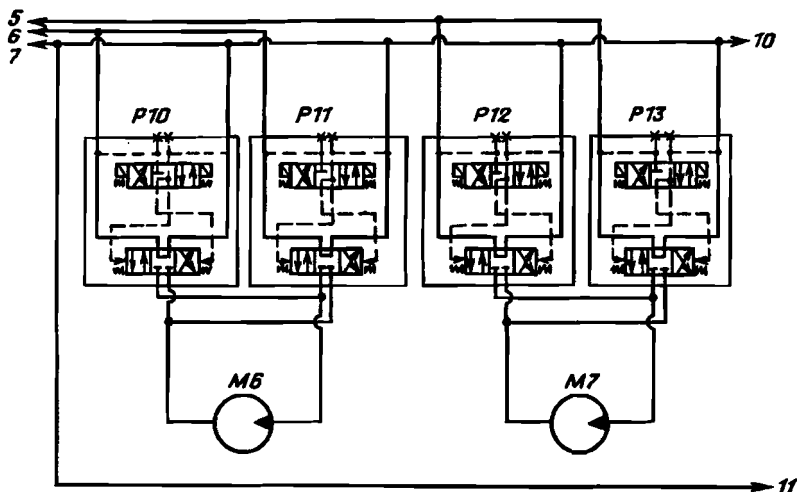


Рис. 3.14. Гидропривод винтовых насосов

ГИДРОПРИВОД ВИНТОВЫХ НАСОСОВ

Винтовые насосы обеспечивают закачивание технологической жидкости в колонну гибких труб. Каждый из них имеет индивидуальный привод (рис. 3.14) от гидромоторов *М6* и *М7*, которые питаются от насосов *НА4* и *НА5* через параллельно установленные распределители *Р10*, *Р11* и *Р12*, *Р13* с электрогидравлическим управлением.

3.3. ТРАНСПОРТЕР КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ (ИНЖЕКТОР)

КИНЕМАТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Цель расчетов, приведенных в данном разделе, заключается в определении взаимосвязи скорости перемещения колонны гибких труб и подачи рабочей жидкости гидропривода к гидромоторам транспортера.

Два гидромотора, приводящие в действие цепи транспортера, получают рабочую жидкость от насоса того же типа, что и каждый гидромотор.

Подача насоса

$$Q_{\phi} = q_{\kappa} n_{\phi} K_0 / 1000,$$

где q_{κ} – объем рабочей камеры насоса ($q_{\kappa} = 112 \text{ см}^3$); n_{ϕ} – фактическая частота вращения вала гидромотора; коэффициента подачи насоса $K_0 = 0,95$.

При $n_{\phi} = 1500 \text{ об/мин}$ $Q_{\phi} = 112 \cdot 1500 \cdot 0,95 / 1000 = 159,6 \text{ л/мин}$.

Угловая скорость вращения вала гидромотора

$$\omega_r = [(Q_{\phi}/2)\pi K_{\text{ом}} 1000] / 30 q_{\kappa},$$

где $K_{\text{ом}}$ – объемный КПД гидромотора ($K_{\text{ом}} = 0,95$).

Соответственно угловая скорость вращения звездочки инжекторного механизма

$$\omega_r = [(Q_{\phi}/2)\pi K_{\text{ом}} 1000] / 30 i q_{\kappa},$$

где i – передаточное отношение редуктора транспортера.

Скорость подъема непрерывной трубы

$$v = \omega_r R,$$

где R – радиус звездочки, которая приводит в действие цепь инжекторного механизма ($R = 114 \text{ мм}$).

В результате

$$v = [R(Q_{\phi}/2)\pi K_{\text{ом}} 1000] / 30 i q_{\kappa}.$$

Скорость перемещения трубы при номинальной частоте вращения вала приводного двигателя

$$v = [0,114(159,6/2) \cdot 3,14 \cdot 0,95 \cdot 1000] / 30 \cdot 24 \cdot 112 = 0,336 \text{ м/с.}$$

При работе приводного двигателя с максимальной частотой вращения $n_{\phi} = 1800$ об/мин, подача насосов $Q_{\phi} = 191$ л/мин и соответственно скорость перемещения трубы $v = 0,4$ м/с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСКАЕМОГО УСИЛИЯ НА ПЛАШКИ

Усилие, с которым плашки воздействуют на трубу, однозначно связано с величинами напряжений, возникающих в последней. Для определения максимально допустимого значения усилий проследим взаимосвязь внутренних силовых факторов и внешней нагрузки.

Для оценки напряжений, возникающих в продольных сечениях гибкой трубы, сжатой плашками, рассмотрим возможные варианты их взаимодействия, которые определяют картину приложения внешних сил к трубе.

В дальнейшем примем следующие допущения, которые, как показывает практика, достаточно обоснованы: плашка представляет собой абсолютно жесткий монолит, а труба – упругое тело, поведение материала которой соответствует диаграмме растяжения-сжатия, представленной на рис. 4.1 (линия 1).

При взаимодействии плашек с трубой возможны три варианта приложения сил:

- при $R_{\text{тр.н}} < R_{\text{н}}$ возникает ситуация, изображенная на рис. 3.15, а;
- при $R_{\text{тр.н}} > R_{\text{н}}$ имеет место вариант, представленный на рис. 3.15, в;
- при $R_{\text{тр.н}} = R_{\text{н}}$ характерной является картина, изображенная на рис. 3.15, б.

Здесь $R_{\text{тр.н}}$ – наружный радиус гибкой трубы, $R_{\text{н}}$ – радиус кривизны контактной поверхности плашек.

Картины взаимодействия плашки и трубы, представленные на рис. 3.15, а, в, могут наблюдаться не только при несоответствии размеров трубы и плашки, но и при деформации попе-

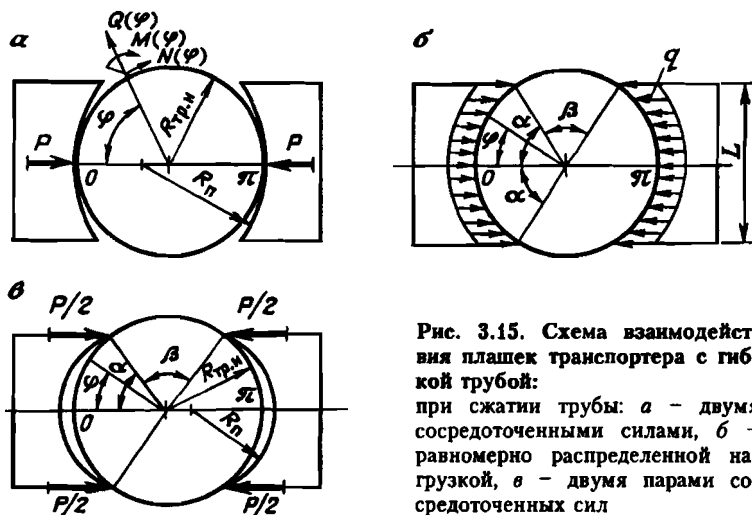


Рис. 3.15. Схема взаимодействия плашек транспортера с гибкой трубой:
при сжатии трубы: а – двумя сосредоточенными силами, б – равномерно распределенной нагрузкой, в – двумя парами сосредоточенных сил

речного сечения трубы. Помимо этого встречаются и другие варианты приложения нагрузки, например, несимметричный. В этом случае каждая из плашек по-своему взаимодействует с трубой.

Для определения наиболее опасного с точки зрения прочности трубы случая взаимодействия плашки с ее поверхностью рассмотрим внутренние силовые факторы (см. рис. 3.15), возникающие при различных вариантах приложения сил [15].

Приложение двух сосредоточенных сил. Этот случай соответствует соотношению $R_{тр.н} < R_n$ (см. рис. 3.15, а). При этом в поперечных сечениях трубы с угловой координатой φ действуют следующие силы:

нормальная

$$N(\varphi) = 0,5P\sin\varphi;$$

поперечная

$$Q(\varphi) = 0,5P\cos\varphi;$$

изгибающий момент

$$M(\varphi) = PR_{тр.н}(0,3183 - 0,5\sin\varphi). \quad (3.2)$$

Приложение двух пар сосредоточенных сил. Этот случай соответствует соотношению $R_{\text{тр.н}} > R_n$. Здесь также в качестве координаты рассматриваемого сечения принят угол φ .

Нормальная сила:

интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$N(\varphi) = -(P/2)[0,3183\cos\varphi(\sin^2\beta - \sin^2\alpha)];$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \beta$

$$N(\varphi) = -(P/2)[0,3183\cos\varphi(\sin^2\beta - \sin^2\alpha) + \sin\varphi];$$

интервал $\beta \leq \varphi \leq \pi$

$$N(\varphi) = -(P/2)[0,3183\cos\varphi(\sin^2\beta - \sin^2\alpha)].$$

Поперечная сила:

интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$Q(\varphi) = (-P/2)[0,3183\sin\varphi(\sin^2\alpha - \sin^2\beta)];$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \beta$

$$Q(\varphi) = (-P/2)[0,3183\sin\varphi(\sin^2\alpha - \sin^2\beta) + \cos\varphi];$$

интервал $\beta \leq \varphi \leq \pi$

$$Q(\varphi) = (-P/2)[0,3183\sin\varphi(\sin^2\alpha - \sin^2\beta)].$$

Изгибающий момент:

интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$M(\varphi) = (PR_{\text{тр.н}}/2)[0,3183(\beta\sin\beta + \cos\beta - \alpha\sin\alpha - \cos\alpha - \sin^2\alpha\cos\varphi + \sin^2\beta\cos\varphi) - \sin\beta + \sin\alpha]; \quad (3.3)$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \beta$

$$M(\varphi) = (PR_{\text{тр.н}}/2)[0,3183(\beta\sin\beta + \cos\beta - \alpha\sin\alpha - \cos\alpha - \sin^2\alpha\cos\varphi + \sin^2\beta\cos\varphi) - \sin\beta + \sin\varphi]; \quad (3.4)$$

интервал $\beta \leq \varphi \leq \pi$

$$M(\varphi) = (PR_{\text{тр.н}}/2)[0,3183(\beta \sin \beta + \cos \beta - \alpha \sin \alpha - \cos \alpha - \sin^2 \alpha \cos \varphi + \sin^2 \beta \cos \varphi)]. \quad (3.5)$$

В рассматриваемом случае нагружения трубы предполагают, что каждая из действующих сил равна половине усилия, приложенного к плашке.

Приложение распределенной нагрузки. Этот случай соответствует соотношению $R_{\text{тр.н}} = R_{\text{п}}$ (см. рис. 3.15, б). Значение φ характеризует текущую угловую координату продольного сечения, в которой определяется изгибающий момент, а α — половину угла охвата трубы плашкой. Силовые факторы в поперечных сечениях определяются следующим образом.

Нормальная сила:

интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$N(\varphi) = -qR_{\text{тр.н}}\sin^2 \varphi;$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \pi - \alpha$

$$N(\varphi) = -qR_{\text{тр.н}}\sin \alpha \sin \varphi.$$

Поперечная сила:

интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$Q(\varphi) = qR_{\text{тр.н}}\sin \varphi \cos \varphi;$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \pi - \alpha$

$$Q(\varphi) = qR_{\text{тр.н}}\sin \alpha \cos \varphi.$$

Изгибающий момент:

интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$M(\varphi) = qR_{\text{тр.н}}^2\{(1/\pi)[(0,5\alpha + \alpha \sin^2 \alpha + 1,5\sin \alpha \cos \alpha)] - 0,5 \sin^2 \alpha - 0,5 \sin^2 \varphi\}; \quad (3.6)$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \pi - \alpha$

$$M(\varphi) = qR_{\text{тр.н}}^2 \{ (1/\pi) [(0,5\alpha + \alpha \sin^2 \alpha) + 1,5 \sin \alpha \cos \alpha] - \\ - 0,5 \sin^2 \alpha - \sin \alpha \sin \varphi + 0,5 \sin^2 \alpha \}. \quad (3.7)$$

Для определения экстремальных значений изгибающих моментов в безразмерной форме были построены эпюры, характеризующие зависимости $M(\varphi)$ для различных условий приложения нагрузки. Для обеспечения возможности сопоставления получаемых величин по формулам (3.2) – (3.7) при распределенной нагрузке коэффициент выражен через величину силы P , приложенной к плашке, и ее ширину $L_{\text{п}} = 2R \sin \alpha$. Тогда

$$qR_{\text{тр.н}}^2 = R_{\text{тр.н}}^2 P/L = R_{\text{тр.н}}^2 P/2R_{\text{тр.н}} \sin \alpha = PR_{\text{тр.н}}/2 \sin \alpha.$$

Отсюда величины безразмерных изгибающих моментов $M_1(\varphi)$ могут быть представлены следующим образом:
при приложении двух сосредоточенных сил

$$M_1(\varphi) = M(\varphi)/PR_{\text{тр.н}} = -0,3183 + 0,5 \sin \varphi;$$

при приложении двух пар сосредоточенных сил
интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$M_1(\varphi) = M(\varphi)/2PR_{\text{тр.н}} = (1/2)[0,3183(\beta \sin \beta + \cos \beta - \alpha \sin \alpha - \\ - \cos \alpha - \sin^2 \alpha \cos \varphi + \sin^2 \beta \cos \varphi) - \sin \beta + \sin \alpha];$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \beta$

$$M_1(\varphi) = M(\varphi)/2PR_{\text{тр.н}} = (1/2)[0,3183(\beta \sin \beta + \cos \beta - \alpha \sin \alpha - \\ - \cos \alpha - \sin^2 \alpha \cos \varphi + \sin^2 \beta \cos \varphi) - \sin \beta + \sin \varphi];$$

интервал $\beta \leq \varphi \leq \pi$

$$M_1(\varphi) = M(\varphi)/2PR_{\text{тр.н}} = (1/2)[0,3183(\beta \sin \beta + \cos \beta - \alpha \sin \alpha - \\ - \cos \alpha - \sin^2 \alpha \cos \varphi) + \sin^2 \beta \cos \varphi];$$

при приложении распределенной нагрузки
интервал $0 \leq \varphi \leq \alpha$

$$M_1(\varphi) = M(\varphi)/(PR_{\text{тр.н}}) = [1/(2\sin\alpha)]\{(1/\pi)[(0,5\alpha + \alpha\sin^2\alpha + 1,5\sin\alpha\cos\alpha] - 0,5\sin^2\alpha - 0,5\sin^2\varphi\};$$

интервал $\alpha \leq \varphi \leq \pi - \alpha$

$$M_1(\varphi) = M(\varphi)/(PR_{\text{тр.н}}/2\sin\alpha) = [1/(2\sin\alpha)]\{(1/\pi)[(0,5\alpha + \alpha\sin^2\alpha + 1,5\sin\alpha\cos\alpha] - 0,5\sin^2\alpha - \sin\alpha\sin\varphi + 0,5\sin^2\alpha\}.$$

Графики, иллюстрирующие изменение изгибающего момента, приведены на рис. 3.16, 3.17. Из них следует, что оптимальным с точки зрения минимизации напряжений, возникающих при сжатии плашкой трубы и действии распределенной нагрузки, является значение угла охвата α , близкое к 90° . Достигнуть такой величины по конструктивным соображениям невозможно, поэтому в качестве максимального значения следует принимать $\alpha = 80 \div 85^\circ$.

Это же положение относится и к случаю действия двух пар сосредоточенных сил. Однако этот вариант нагружения является промежуточным при переходе к распределенной нагрузке.

При условии равенства геометрических размеров поперечных сечений гибких труб для трех рассмотренных вариантов взаимодействия их с плашками наиболее опасным будет случай, при котором возникает максимальный по модулю изгибающий момент. При проведении прочностных расчетов следует, в первую очередь, учитывать растягивающие напряжения, которые суммируются с растягивающими напряжениями, возникающими при действии давления технологической жидкости.

Максимальные значения изгибающих моментов для трех рассмотренных случаев представлены ниже:

Способ приложения нагрузки	Две сосредоточенные силы	Две пары сосредоточенных сил	Распределенная нагрузка
Максимальный изгибающий момент	$0,318PR_{\text{тр.н}}$	$0,24PR_{\text{тр.н}}$	$0,125PR_{\text{тр.н}}$
Координата сечения трубы φ , в которой действует максимальный момент, градус	0	0	0 и 90

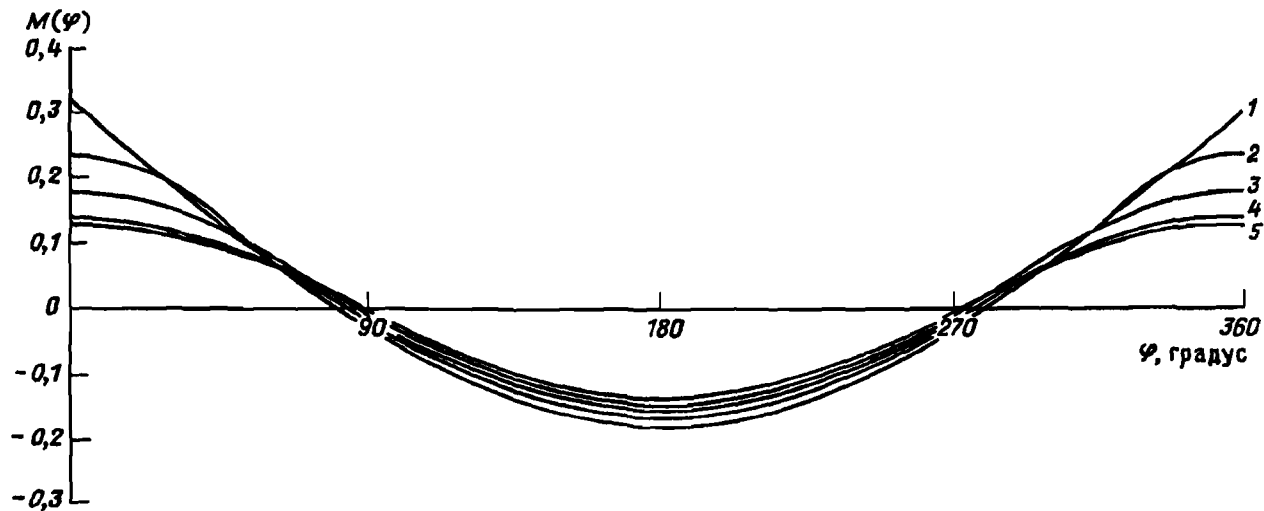


Рис. 3.16. Эпюры изгибающих моментов $M(\varphi)$ в поперечном сечении гибкой трубы, взаимодействующей с плашками при $R_{гр.н} < R_n$:

1 – сосредоточенная сила; угол охвата трубы плашкой α , градус: 2 – 20, 3 – 40, 4 – 60, 5 – 80; φ – текущая координата

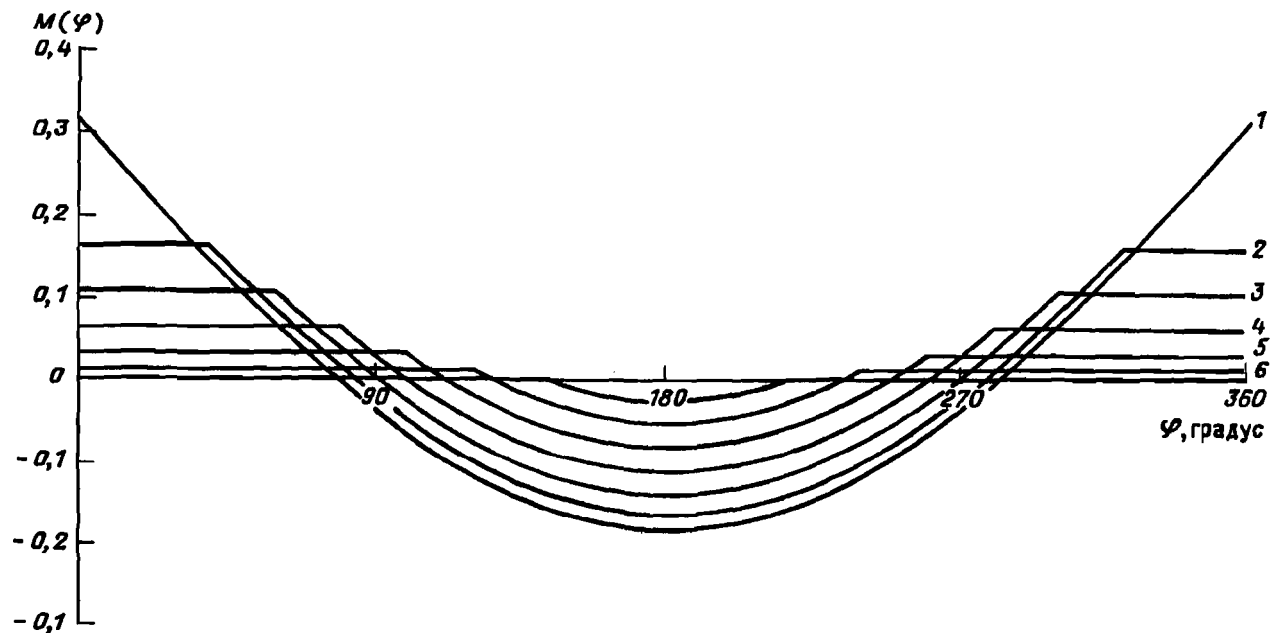


Рис. 3.17. Эпюра изгибающих моментов $M(\varphi)$ в поперечном сечении гибкой трубы, взаимодействующей с планками при $R_{гр.н} > R_n$:

1 – сосредоточенная сила; угловая координата точек приложения сил α , градус: 2 – 20, 3 – 30, 4 – 40, 5 – 60, 6 – 80;
 φ – текущая координата

Из приведенных данных следует, что наиболее предпочтительным случаем при взаимодействии трубы и плашек является приложение распределенной нагрузки. Вместе с тем, при действии двух сосредоточенных сил деформация поперечного сечения трубы приводит к увеличению площади контакта и в итоге к передаче усилия по всей площади плашки. Картина деформации поперечного сечения при приложении двух пар сосредоточенных сил является более сложной. При угле α $40 \div 50^\circ$ они могут вызвать сплющивание трубы. Но поскольку подобные значения углов в плашках не предусмотрены, данный вопрос как представляющий сугубо теоретический интерес рассмотрен не будет.

Исходя из полученных зависимостей (3.2) – (3.7), может быть вычислен изгибающий момент и определены максимальные напряжения, возникающие при обжатии трубы плашками.

Рассмотрим пример расчета напряжений в предположении, что отсутствует давление технологической жидкости во внутренней полости трубы и на нее нет осевой нагрузки.

Под действием изгибающего момента в продольном сечении гибкой трубы возникают нормальные напряжения, максимальное значение которых определяется следующим образом:

$$\sigma_x = M_{x1}/W_{x1},$$

где $M_{x1} = K_{нагр} P_1 R$ – максимальное значение изгибающего момента, действующего в поперечном сечении, в расчете на единицу длины трубы (значения максимальных моментов и соответствующих коэффициентов нагружения $K_{нагр}$ приведены выше); $W_{x1} = b_{тр} \delta_{тр}^2 / 6$ – момент сопротивления изгибу поперечного сечения трубы, имеющей длину, равную единице (где $\delta_{тр}$ – толщина стенки трубы; $b_{тр}$ – ширина ее поперечного сечения, в рассматриваемом случае $b = 1$).

Моменты сопротивления изгибу для труб различной толщины имеют следующие значения:

Толщина стенки трубы $\delta_{тр}$, мм	2	2,5	3	3,5	4	5
Момент сопротивления изгибу, мм ³	0,667	1,667	1,500	2,040	2,667	4,167

Максимальное усилие, приложенное к единице длины трубы, ограничено и определяется максимально допустимыми нормальными напряжениями, возникающими при изгибе за пределом упругости при образовании пластического шарнира. При расчете деталей транспортера и режимов его работы максимальное сжимающее усилие может быть установлено из условия равенства этих напряжений пределу текучести:

$$\sigma_x = \sigma_T = M_{x1}/W_{x1} = K_{\text{нагр}} P_1 R / W_{x1}.$$

Отсюда величина сжимающей силы P_1 , особенности приложения которой к трубе характеризует коэффициент $K_{\text{нагр}}$, может быть найдена из выражения

$$P_1 = W_{x1} \sigma_T / K_{\text{нагр}} R.$$

Значения максимальной нагрузки для наиболее распространенных размеров труб приведены ниже:

Параметры трубы, мм:

наружный диаметр $d_{\text{тр.н}}$	25	25	33	33	44	44
толщина стенки $\delta_{\text{тр}}$	2	2	3	3	3,5	3,5
Предел текучести σ_T , МПа	480	700	480	700	480	700
Максимальная сжимающая сила P_1 , Н/мм:						
сосредоточенная	87,5	127,5	151	220,2	153,9	224,4
распределенная	222,7	324	383,4	559,2	390	570

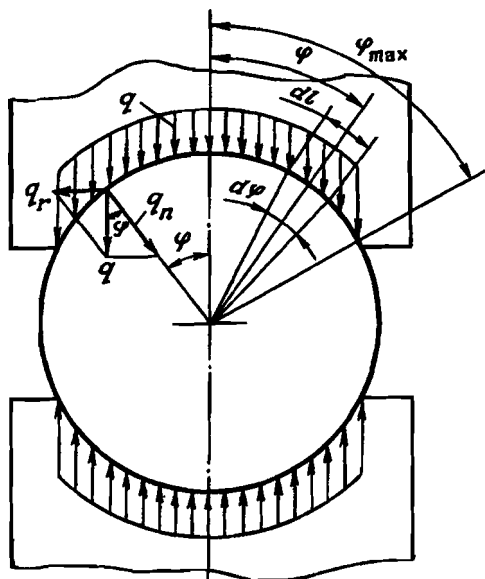
Примечание. Предел текучести 480 МПа соответствует малоуглеродистым сталям, а 700 МПа – низколегированным.

Приведенные значения максимальной сжимающей силы P_1 служат исходными данными при определении максимального тягового усилия инжектора.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЯГОВОГО УСИЛИЯ ИНЖЕКТОРА

Максимальное тяговое усилие Q_{max} , обеспечиваемое транспортером без проскальзывания плашек относительно гибкой трубы, определяется силой трения, действующей между ними, т.е. $Q_{\text{max}} = F_{\text{тр}}$.

Рис. 3.18. Расчетная схема приложения нагрузки



При плоских поверхностях величину силы трения вычисляют по известной формуле

$$F_{\text{тр}} = kP,$$

где k — коэффициент трения между плашкой и гибкой трубой; P — усилие прижима плашки к трубе.

Однако использовать приведенную зависимость нельзя, так как контактная поверхность имеет цилиндрическую форму.

Определим силу трения, возникающую между трубой и плашкой на цилиндрической поверхности контакта (рис. 3.18).

Элементарная сила q , приложенная к площадке dl длиной, равной единице, может быть разложена на две составляющие: нормальную к поверхности трубы $q_n(\varphi)$ и распирающую плашку $q_r(\varphi)$. Сила $q_n(\varphi)$ обеспечивает создание силы трения $dF_{\text{тр}}$, действующей в плоскости, перпендикулярной рассматриваемому сечению. Сила $q_r(\varphi)$ должна быть учтена при прочностном расчете плашки.

Для площадки с координатой φ можно записать

$$q_n(\varphi) = q / \cos \varphi.$$

Сила трения, создаваемая на этой площадке,

$$dF_{\text{тр}} = (q/\cos\varphi)kdl.$$

Сила трения, возникающая на поверхности трубы единичной длины, соответствующая углу α охвата ее плашкой,

$$F_{\text{тр}} = \int_0^{\varphi_{\text{max}}} dF_{\text{тр}} d\varphi.$$

Так как $dl = R_{\text{тр.н}} d\varphi$, то при подстановке получаем

$$F_{\text{тр}} = \int_0^{\varphi_{\text{max}}} (q/\cos\varphi)kR_{\text{тр.н}} d\varphi.$$

Для одной плашки высотой h это выражение будет иметь следующий вид:

$$F_{\text{тр1}} = \int_0^{\varphi_{\text{max}}} (q/\cos\varphi)kR_{\text{тр.н}}h d\varphi.$$

В результате преобразований получим

$$F_{\text{тр1}} = qkR_{\text{тр.н}}h \int_0^{\varphi_{\text{max}}} (1/\cos\varphi) d\varphi = qkR_{\text{тр.н}}h \int_0^{\varphi_{\text{max}}} \ln[(1/\cos\varphi) + \operatorname{tg}\varphi].$$

После подстановки значений угла получим выражение для силы трения, создаваемой плашкой на контактной поверхности при изменении угла φ от нуля до максимума,

$$F_{\text{тр1}} = qkR_{\text{тр.н}}h \ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \operatorname{tg}\varphi_{\text{max}}],$$

где φ_{max} — половина угла охвата трубы плашкой.

Так как угол охвата трубы плашкой составляет $2\varphi_{\text{max}}$, то выражение будет иметь вид

$$F_{\text{тр1}} = 2qkR_{\text{тр.н}}h \ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \operatorname{tg}\varphi_{\text{max}}].$$

В практических расчетах удобнее вычислять силу трения, обеспечиваемую парой плашек, прижатых к трубе с двух про-

тивоположных сторон. В результате значение силы трения должно быть удвоено:

$$F_{\text{тр1}} = 4qkR_{\text{тр.н}}h\ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}]. \quad (3.8)$$

Величина распределенной нагрузки q может быть определена как

$$q = P/hb = P/R_{\text{тр.н}}h2\sin\varphi_{\text{max}}.$$

После подстановки в (3.8) получим

$$F_{\text{тр1}} = 2Pk\ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}]/\sin\varphi_{\text{max}}.$$

Таким образом, криволинейный профиль плашки в формуле для определения силы трения может быть учтен с помощью коэффициента

$$\eta_{\phi} = \ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}]/\sin\varphi_{\text{max}},$$

а окончательная формула примет традиционный вид:

$$F_{\text{тр1}} = 2Pk\eta_{\phi}.$$

Для упрощения расчетов можно пользоваться величиной коэффициента η_{ϕ} , зависящей только от угла охвата трубы плашкой φ_{max} :

Угол захвата трубы плашкой φ_{max} , градус	20	30	40	50
Коэффициент η_{ϕ}	1,042	1,099	1,187	1,320

Угол захвата трубы плашкой φ_{max} , градус	60	70	80	85
Коэффициент η_{ϕ}	1,521	1,847	2,474	3,143

Максимальное тяговое усилие Q_{max} , создаваемое транспортером при перемещении трубы, определяется суммой сил трения, создаваемых плашками, находящимися в контакте с поверхностью трубы, т.е.

$$Q_{\text{max}} = \Sigma F_{\text{тр}}n,$$

где n – число пар плашек.

Если усилие прижима плашек к трубе одинаковое, то максимальное тяговое усилие может быть рассчитано по формуле

$$Q_{\max} = 2P_{\max}k\eta_{\phi}n.$$

Величина максимального усилия, прилагаемого к плашке, $P_{\max}$ может быть определена исходя из условия прочности трубы, сжатой плашками.

При проектировании устройств для перемещения трубы приходится решать обратную задачу – определять необходимое число пар плашек, которые могут обеспечить заданное тяговое усилие.

Алгоритм решения этой задачи следующий:

- исходя из геометрических размеров поперечного сечения трубы и прочностных свойств материала, из которого она изготовлена, определяют максимально допустимое усилие $[P_{\max}]$, которое может быть приложено к плашкам;

- по заданной величине тягового усилия транспортера $Q_{\max}$ с учетом коэффициента трения k и предполагаемого угла охвата плашками трубы устанавливают необходимое число пар плашек, которые должны быть прижаты к трубе одновременно.

Решение задачи усложнено тем, что транспортер будут использовать с колоннами гибких труб, изготовленных из материалов с различными прочностными характеристиками, поэтому его конструкция должна обеспечивать создание номинального тягового усилия для различных колонн.

Для удовлетворения этого условия число плашек следует определять, исходя из условий работы с трубой, имеющей минимальные прочностные характеристики, а размеры гидравлических цилиндров и давления в них, – исходя из максимальных значений этих характеристик:

$$n = Q_{\max}/2P_{\max\sigma_{\min}}k\eta_{\phi}.$$

Рассмотрим решение этой задачи для конкретного случая.

Пример. Определим число пар плашек, необходимых для обеспечения тягового усилия 60 кН при диаметре трубы 25 мм.

Минимальные прочностные характеристики взяты для труб, изготавливаемых из стали 20 (ГОСТ 1050 – 60), $\sigma_T =$

– 250 МПа. Момент сопротивления изгибу пластический при толщине стенки $\delta_{\text{пр}} = 2$ мм, $W_{x1} = 0,667$. Картина приложения нагрузки характеризуется $K_{\text{нагр}} = 0,125$. Радиус нейтрального слоя $R = 11,5$ мм.

$$P_1 = W_{x1}\sigma_T/K_{\text{нагр}}R_{\text{тр.н}} = (0,667 \cdot 250)/(0,125 \cdot 11,5) = 116 \text{ МПа.}$$

При высоте плашки $h = 40$ мм общее усилие будет

$$P_{\text{max}\sigma_{\text{min}}} = P_1 h = 116 \cdot 40 = 4640 \text{ Н.}$$

Угол охвата трубы плашки исходя из конструктивных соображений может быть обеспечен равным 80° , что соответствует значению коэффициента $\eta_\phi = 2,474$. Приняв коэффициент трения $k = 0,2$, определим минимальное число пар плашек

$$n = Q_{\text{max}}/2P_{\text{max}\sigma_{\text{min}}}k\eta_\phi = 60/(2 \cdot 4640 \cdot 0,2 \cdot 2,474) = 13,07.$$

Полученное значение следует округлить до целого числа в сторону увеличения, т.е. $n = 14$.

Если проектируемый транспортер предполагают применять при работе с трубами большего диаметра, например, 33 мм, то максимальное усилие прижима, развиваемое механизмами, нужно определять из условия прочности трубы большего диаметра. Для данных труб $P_1 = 559,2$ МПа. При той же высоте плашки

$$P_{\text{max}} = P_1 h = 559,2 \cdot 40 = 22370 \text{ Н.}$$

Полученный результат будет использован затем при расчете механизма прижима плашек.

РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ ГИДРОПРИВОДА ТРАНСПОРТЕРА

Две бесконечные цепи транспортера приводятся в действие гидромоторами типа 3102.112 через планетарные редукторы. Технические характеристики гидромотора следующие:

Объем рабочей камеры, см ³	112
Номинальная частота вращения вала, об/мин	1500
Номинальный расход жидкости, л/мин	175
Номинальный перепад давления для гидромотора, МПа	20
Максимальное давление на входе в гидромотор, МПа	35
Крутящий момент гидромотора, Н:	
номинальный	342
страгивания	258
Номинальная мощность насоса, кВт	58,4
Коэффициент подачи для насоса в номинальном режиме, %, не менее	95
Гидромеханический КПД для гидромотора в номинальном режиме, %, не менее	96
КПД в номинальном режиме, %, не менее:	
насоса	91
гидромотора	92
Масса без рабочей жидкости, кг, не более	31

Усилие, развиваемое транспортером, при работе двух гидромоторов при их номинальном давлении

$$P = 2M_{\text{кр.ном}}/R,$$

где $M_{\text{кр.ном}}$ – крутящий момент на валу каждой из ведущих звездочек транспортера; R – радиус звездочки ($R = 114$ мм).

Момент

$$M_{\text{кр.ном}} = M_{\text{г.м.ном}}i,$$

где $M_{\text{г.м.ном}}$ – крутящий момент, развиваемый гидромотором, при номинальном давлении, i – передаточное число редуктора, установленного между гидромотором и звездочкой ($i = 24$).

При работе гидромотора с перепадом давления, отличающимся от номинального значения, крутящий момент, развиваемый гидромотором,

$$M_{\text{г.м}} = M_{\text{г.м.ном}}P_{\text{г}}/P_{\text{ном}},$$

где $P_{\text{ном}}$ – давление, соответствующее номинальному крутящему моменту на валу гидромотора; $P_{\text{г}}$ – рабочее давление в гидроприводе.

Аналогичные зависимости имеют место и для страгивающего момента. Окончательно усилие, развиваемое транспортером при постоянном движении (при номинальном режиме работы гидромотора),

$$P = 2M_{г.м.ном}i/R = 2 \cdot 342 \cdot 24/0,114 = 144 \text{ кН.}$$

Усилие, действующее на гибкую трубу при страгивании,

$$P = 2M_{г.м.стр}i/R = 2 \cdot 258 \cdot 24/0,114 = 108,63 \text{ кН.}$$

3.4. БАРАБАН (ЛЕБЕДКА)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТИ БАРАБАНА

Емкость барабана определяется его габаритами и диаметром гибкой трубы, наматываемой на него (рис. 3.19, а). Габариты барабана – внутренний $D_{б.в}$ и наружный $D_{б.н}$ диаметры, длина рабочей части L_6 .

При проектировании внутренний диаметр барабана устанавливают, исходя из опыта эксплуатации аналогичных уста-

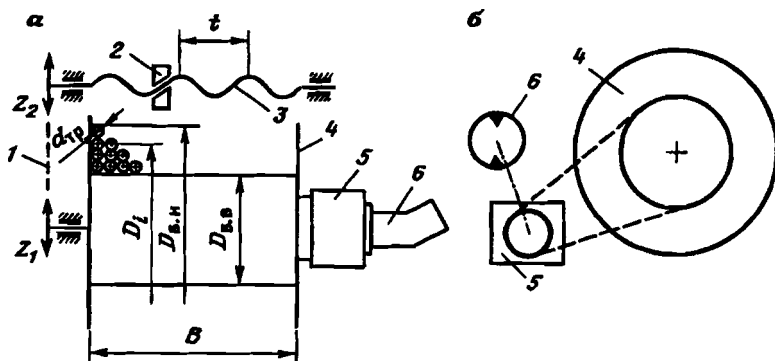


Рис. 3.19. Кинематическая схема барабана для наматывания колонны гибких труб и их укладчика при использовании планетарного редуктора (а) и цепной передачи (б):

1 – цепная передача привода механизма укладки КГТ (Z_1 , Z_2 – число зубьев звездочек); 2 – каретка; 3 – ходовой винт; 4 – катушка; 5 – планетарный редуктор; 6 – гидравлический мотор

новок, обычно $D_{6.в} = 1600$ мм для труб диаметром 25 мм, наружный диаметр принят из конструктивных соображений – возможности установки барабана на конкретное автомобильное шасси – $D_{6.н} = 1900 \div 2400$ мм, длина рабочей части барабана $L_6 = 1200$ мм.

Число рядов труб, наматываемых на барабан, определяют по формуле

$$Z = (D_{6.н} - D_{6.в})/2d_{тр},$$

откуда

$$Z = (1900 - 1600)/2 \cdot 25 = 6.$$

Число витков трубы, намотанной на барабан в одном ряду,

$$i = [L_6/(d_{тр} + a_s)] - 1,$$

где a_s – сумма допуска на овальность трубы и зазора между трубами ($a_s = 1$ мм),

отсюда

$$i = [1200/(25 + 1)] - 1 = 45.$$

Емкость барабана рассчитывают по формуле

$$L = \pi i Z (D_{6.в} + d_{тр} Z) = 3,14 \cdot 45 \cdot 6 \cdot (1600 + 25 \cdot 6) = 1483 \text{ м}.$$

Масса трубы, намотанной на барабан,

$$M_{тр} = L q_{тр},$$

где $q_{тр}$ – масса 1 м трубы.

Для 1 м трубы при ее диаметре 25 мм и толщине стенки 2 мм $q_{тр} = 1,435$ кг, а соответственно при 33 мм и 3 мм $q_{тр} = 2,808$ кг.

Для труб диаметрами 25 и 33 мм их массы соответственно будут

$$M_{тр} = 1483 \cdot 1,435 = 2128 \text{ кг};$$

$$M_{тр} = 1483 \cdot 2,808 = 4164 \text{ кг}.$$

КИНЕМАТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРИВОДА БАРАБАНА

Барaban приводится в действие с помощью гидромотора марки, аналогичной применяемым в приводе транспортера. Насос, питающий гидромотор, имеет объем рабочей камеры $q_n = 11,2 \text{ см}^3$ и номинальную частоту вращения $n_n = 1500 \text{ об/мин}$. Подача этого насоса

$$Q_{н.ф} = q n_n K_{ом} / 1000 = 11,2 \cdot 1500 \cdot 0,95 / 1000 = 15,96 \text{ л/мин.}$$

Угловую скорость вала гидромотора найдем из формулы

$$\begin{aligned} \omega_{г.м} &= Q_{н.ф} \pi K_{ом} 1000 / 30 q_{г.м} = \\ &= 15,96 \cdot 3,14 \cdot 0,95 \cdot 1000 / 30 \cdot 112 = 14,17 \text{ рад}^{-1}. \end{aligned}$$

Угловая скорость вала барабана лебедки

$$\begin{aligned} \omega_6 &= Q_{н.ф} \pi K_{ом} 1000 / 30 i q_{г.м} = \\ &= 15,96 \cdot 3,14 \cdot 0,95 \cdot 1000 / 30 \cdot 24 \cdot 112 = 0,592 \text{ рад}^{-1}. \end{aligned}$$

Фактическая скорость навивки трубы барабаном для различных диаметров навивки

$$v_6 = \omega_6 D_{нав} / 2,$$

где $D_{нав}$ – текущее значение диаметра навивки трубы на барабан.

Результаты расчетов приведены ниже:

Диаметр навивки трубы на барабан $D_{нав}$, мм	1600	1800	1900	2000	2100
Скорость навивки трубы на барабан v_6 , м/с	0,47	0,53	0,56	0,59	0,62
Диаметр навивки трубы на барабан $D_{нав}$, мм	2200	2300	2400	2500	
Скорость навивки трубы на барабан v_6 , м/с	0,65	0,68	0,71	0,74	

Таким образом, при всех вариантах фактического значения диаметра навивки обеспечивается условие – скорость навив-

ки трубы на барабан больше скорости перемещения трубы транспортером ($v_6 > v_T$).

СИЛОВОЙ РАСЧЕТ ПРИВОДА БАРАБАНА

При наматывании гибкой трубы на барабан его привод должен обеспечивать крутящий момент, который способствовал бы протяжке трубы от транспортера к каретке укладчика и намотке на барабан.

В процессе протяжки трубы происходит ее пластическое деформирование. Максимальный изгибающий момент, необходимый для образования пластического шарнира, определяют по формуле

$$M_{\text{max}} = \sigma_T W_{\text{пл}},$$

где

$$W_{\text{пл}} = (d_{\text{тр.н}}^3 - d_{\text{тр.в}}^3)/6 \approx d_{\text{тр.н}}^2 \delta_{\text{тр.}}$$

Здесь $W_{\text{пл}}$ — момент сопротивления пластический.

Значения изгибающих моментов при образовании пластического шарнира для нескольких диаметров труб могут быть следующие:

Параметры трубы,
мм:

наружный диаметр						
$d_{\text{тр.н}}$	25	25	33	33	44	44
толщина стенки						
$\delta_{\text{тр}}$	2	2	3	3	3,5	3,5
Момент сопротивле- ния пластический						
$W_{\text{х пл, мм}^3}$	1250	1250	3267	3267	6776	6776
Предел текучести $\sigma_{\text{т}}$, МПа	480	700	480	700	480	700
Максимальный изги- бающий момент						
$M_{\text{х макс, Н·м}}$	600	875	1568	2280	3252	4743
Крутящий момент барабана M_6 , Н·м	3267	4764	8537	12410	17705	25823

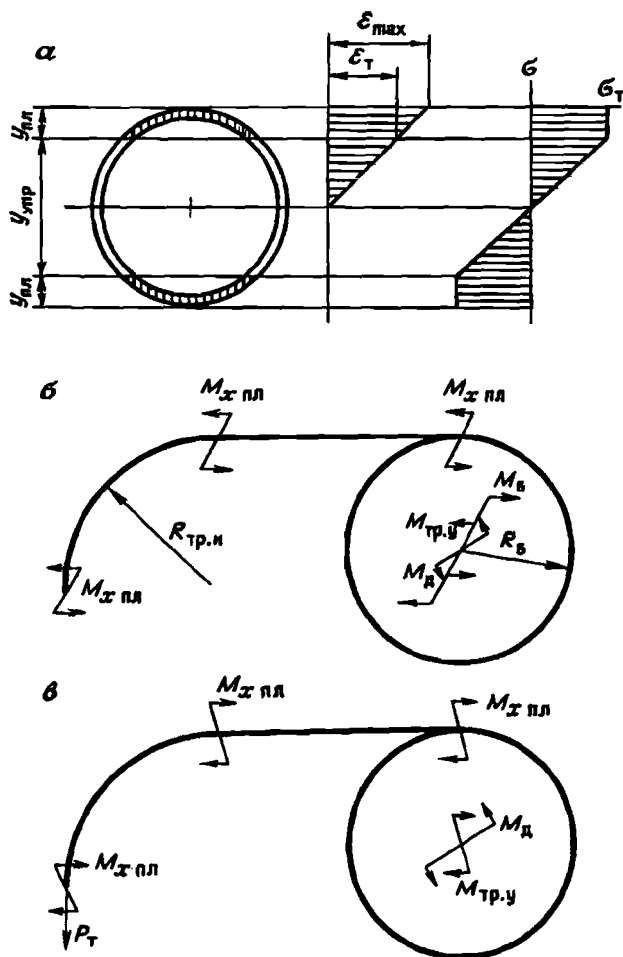


Рис. 3.20. Процесс деформирования гибкой трубы на участке "барабан-транспортёр":

а – картина деформаций в поперечном сечении гибкой трубы; б – силовые факторы, возникающие при подъёме колонн гибких труб и наматывании их на барабан; в – то же, при спуске колонны труб и разматывании их с барабана; $y_{пл}$, $y_{упр}$ – области поперечного сечения соответственно с пластически- и упругодеформированным материалом; ϵ_{max} – максимальные деформации материала в точках сечения, наиболее удалённых от нейтральной линии; ϵ_T – деформации, соответствующие достижению предела текучести материала σ_T ; $M_{x пл}$ – изгибающий момент, который необходимо приложить для обеспечения изгиба трубы с образованием пластических деформаций; крутящие моменты: $M_б$ – развиваемый

Из схемы транспортирования гибкой трубы (рис. 3.20) следует, что если она изгибается, то в одной плоскости ее изгиб происходит 2 раза, а в двух – 3. В первом случае ось барабана располагается перпендикулярно оси агрегата, а во втором – параллельно.

Для обеспечения изгиба трубы при огибании ею криволинейного элемента радиусом R тяговое усилие должно быть равным $P_T = M_{x,пл}/R$.

Таким образом, максимальный крутящий момент, приложенный к барабану при намотке витков гибкой трубы на максимальный диаметр,

$$M_6 = M_{x,пл} + m(D_6/2)M_{x,пл}/R = M_{x,пл}(1 + mR_2/D_6),$$

где m – число изгибов трубы.

Подставив значения для рассматриваемого агрегата при использовании гибкой трубы диаметром 25 мм ($M_{x,пл} = 1250 \text{ мм}^3$, $D_6 = 1800 \text{ мм}$, $R = 1000 \text{ мм}$ и ее изгибе при транспортировании в двух плоскостях ($m = 3$), получим

$$M_6 = 600[(1 + 3 \cdot 1000 \cdot 2)/1800] = 2600 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Значения изгибающих моментов для иных диаметров труб приведены выше.

Для привода барабана применяют гидромотор, вращающий вал барабана через планетарный редуктор. Гидромотор и редуктор унифицированы с аналогичными узлами, используемыми в транспортере:

$$M_6 = M_{г.м.стр} \eta_{мех} = 258 \cdot 24 \cdot 0,8 = 4953 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где $\eta_{мех}$ – КПД редуктора; $M_{г.м.стр}$ – страгивающий момент, развиваемый гидромотором.

приводом барабана при наматывании трубы, $M_{т.р.у}$ – создаваемый тормозом и препятствующий самопроизвольному раскручиванию барабана под действием сил упругой деформации КГТ, M_d – раскручивающий намотанную на барабан трубу, обусловленный давлением жидкости, находящейся в ней; P_t – тяговое усилие транспортера при спуске труб; $R_{т.р.н}$ – радиус изгиба трубы при выходе из транспортера при ее подъеме (наматывании на барабан); R_6 – радиус барабана для наматывания гибкой трубы

Таким образом, привод барабана, конструкция которого использована в агрегате, обеспечивает наматывание трубы диаметром 25 мм в режиме страгивания и тем более, если этот процесс осуществляется равномерно.

Максимальный крутящий момент, который может быть приложен к барабану при намотке трубы, определим из условия, что максимальные напряжения, возникающие в поперечном сечении последней, не должны превышать предела прочности σ_b (для стали 20 как наименее прочного материала, из которого может быть изготовлена труба, $\sigma_b = 420$ МПа). Максимальные напряжения $\sigma_{\max}$ в поперечном сечении трубы равны сумме напряжений σ_n , обусловленных изгибом трубы, и σ_n , вызванных усилием натяжения трубы P_n :

$$\sigma_{\max} = \sigma_n + \sigma_n.$$

Напряжения $\sigma_{\max} = \sigma_b$, $\sigma_n = \sigma_t$, $\sigma_n = P_n/f$.
Таким образом,

$$\sigma_b = \sigma_t + P_n/f,$$

где f – площадь поперечного сечения тела трубы (при $d_{\text{тр}} = 25$ мм $f = 1,44$ см²).

Максимальное допускаемое усилие натяжения гибкой трубы, сбегаящей с барабана,

$$P_n = (\sigma_b - \sigma_t)f,$$

для трубы с $d_{\text{тр}} = 25$ мм $P_n = 24\,480$ Н.

Максимальный момент, развиваемый барабаном при движении трубы, определяется величиной крутящего момента, создаваемого приводным гидромотором ($M_{\text{г.м.ном}} = 342$ Н·м),

$$M_6 = 342 \cdot 24 \cdot 0,8 = 6566 \text{ Н·м.}$$

Максимальное усилие натяжения трубы $P_{\max}$ развивается при ее наматывании на минимальный радиус барабана. В рассматриваемом случае $R_{\min} = 0,8$ м.

$$P_{\max} = M_6/R_{\min} = 6566/0,8 = 8207 \text{ Н.}$$

Коэффициент запаса при работе в этом режиме будет равен $P_n/P_{\max} = 24\,480/8207 = 3$. Таким образом, условие прочности для трубы, изготовленной из наименее прочного материала, выполняется.

3.5. ТРУБОУКЛАДЧИК

Механизм укладчика трубы на барабан обеспечивает ее плотную регулярную намотку без образования пережимов и петель. При работе в штатном режиме перемещение каретки укладчика должно быть синхронизировано с вращением барабана. Подобная система принята во всех агрегатах, производимых в США и Канаде (см. рис. 3.19).

На ряде установок работой укладчика трубы на барабан оператор управляет вручную. В таких условиях он должен концентрировать свое внимание на приборах пульта управления, поэтому подобную конструкцию следует считать не соответствующей современному уровню развития оборудования данного типа.

В то же время механизм укладчика должен обеспечивать возможность ручной корректировки укладки трубы, что обусловлено, например, неизбежным смещением наружных витков при транспортировании агрегата со скважины на скважину, отклонением наружного диаметра от номинального из-за смятия трубы, погрешности ее изготовления и т.д.

Кинематическая схема укладчика включает (см. рис. 3.19) каретку, установленную на ходовом винте с шагом t , цепную передачу (или передачи) с передаточным отношением i , обеспечивающую синхронизацию движения каретки и барабана. Ведомая звездочка цепной передачи соединена с ходовым винтом посредством кулачковой муфты. Ходовой винт также имеет привод от гидромотора, вал которого соединен с ходовым винтом через редуктор.

Условие согласования перемещения каретки и вращения барабана следующее: один оборот барабана должен соответствовать перемещению каретки на величину, равную диаметру гибкой трубы.

Частота вращения ходового винта

$$n_{х.в} = n_6(Z_1/Z_2),$$

где n_6 – частота вращения барабана; Z_1, Z_2 – число зубьев соответственно ведущей и ведомой звездочек ($Z_1/Z_2 = i$).

Перемещение каретки по ходовому винту

$$s = tn_{x.в} = tn_6 Z_1/Z_2.$$

За один оборот барабана каретка должна переместиться на величину диаметра укладываемой трубы, т.е. $s = d_{тр}$.

Тогда

$$d_{тр} = t(Z_1/Z_2) = ti.$$

Таким образом, кинематические характеристики укладчика трубы не зависят от емкости барабана и числа рядов труб на нем, а определяются только шагом винта укладчика и передаточным отношением синхронизирующей цепной передачи.

3.6. ПРИВОД

Привод включает в себя двигатель, обеспечивающий энергией все системы агрегата, и трансмиссию.

В зависимости от параметров агрегата принято использовать следующие схемы приводов:

- для легких установок – двигатель транспортной базы, т.е. ходовой двигатель серийного автомобильного шасси;
- для средних и тяжелых установок используют один из двух вариантов:

– палубный двигатель при выполнении агрегата на прицепе, транспортируемом обычным автомобилем-тягачом. При этом число блоков, когда каждый смонтирован на отдельном прицепе, а в целом составляющих единый комплекс, может быть равно двум или трем;

– двигатель, мощность которого определяется согласно условию обеспечения энергией агрегата при монтаже его на специально спроектированном автомобильном шасси. При этом для передвижения используют двигатель агрегата. По существу данный двигатель является палубным, который применяют в качестве ходового. Как и в предыдущем случае, агрегат представляет комплекс, состоящий из двух-трех автономно передвигающихся устройств.

Наиболее простой и рациональной является кинематическая схема легкого агрегата при условии его полной гидрофикации. Последнее позволяет компоновать оборудование агрегата исходя из оптимальных условий взаимного расположения его компонентов как для обеспечения функционирования агрегата на скважине, так и для выполнения требований, предъявляемых к нему как к транспортному средству.

При использовании стандартного автомобильного шасси кинематическая схема установки включает (рис. 3.21) ходовой двигатель 1, коробку перемены передач 3, коробку отбора мощности 4 (все перечисленные узлы являются неотъемлемой частью шасси), вал отбора 5 мощности, раздаточный редуктор 4, на котором закреплены насосы гидросистемы 6 (число последних определяется особенностями гидравлической схемы агрегата), передний мост 9 и заднюю тележку 8.

В зависимости от типа шасси и конструкции агрегата кинематическая схема раздаточного редуктора может быть последовательной, параллельной или комбинированной.

Последовательная схема предполагает передачу энергии от ведомого вала последовательно через все ступени зубчатой передачи. В этом случае первая ступень передает полную мощность, а каждая последующая — часть ее, за исключением отобранной на предыдущем валу. *Параллельная схема* предполагает поступление энергии от одного ведущего вала к нескольким ведомым. При этом каждая пара шестерен передает только ту энергию, которая необходима для вращения ведомым валом соединенных с ним насосов. *Комбинированная схема* основана на совместном использовании двух предыдущих вариантов.

Применение той или иной схемы устанавливается прежде всего по наличию свободного места на шасси транспортной базы и возможной конфигурации раздаточного редуктора. С точки зрения достижения необходимых весовых параметров и показателей надежности наилучшей является схема с параллельными потоками энергии, поскольку она позволяет обеспечивать наиболее благоприятный режим нагружения основных деталей редуктора.

Мощность, передаваемая к гидроприводу установки, зависит от осуществляемых им функций при выполнении конкретных операций.

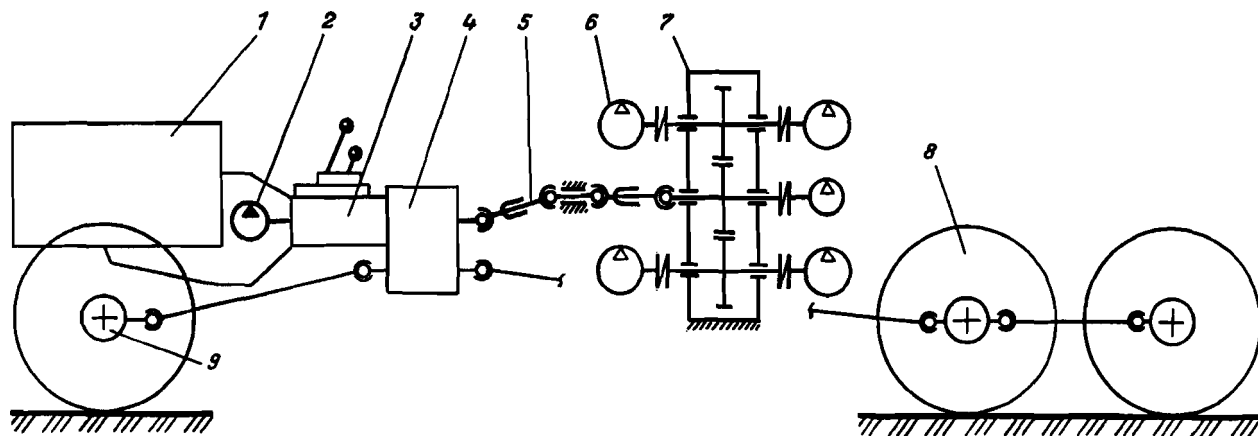


Рис. 3.21. Кинематическая схема агрегата ПРС легкого типа:

1 – ходовой двигатель автомобильного шасси; 2 – насос масляный, входящий в состав силового агрегата шасси; 3 – коробка перемены передач шасси; 4 – коробка отбора мощности; 5 – карданный вал отбора мощности; 6 – насос гидро-системы агрегата; 7 – раздаточный редуктор; 8 – задняя тележка шасси; 9 – передний мост шасси

Вспомогательные операции заключаются в приведении в действие гидравлических домкратов агрегата и привода грузоподъемных устройств, работающих при развертывании и свертывании установки.

К основным операциям относятся следующие.

Перемещение колонны гибких труб. Можно выделить несколько основных режимов при перемещении труб, например, их движение с максимальной и минимальной скоростью, которые отличаются в 10 – 15 раз и соответственно определяют величины необходимых мощностей. По затрачиваемой мощности следует выделить движение колонны вниз и вверх. В первом случае необходимое давление рабочей жидкости, определяемое настройкой тормозного клапана, минимально. Кроме того, в процессе спуска труб транспортер должен обеспечить усилие, требуемое для разматывания трубы с барабана и перемещения ее через укладчик и канал транспортирования. При этом необходимая мощность минимальна и ее в общем балансе можно принимать равной нулю. Максимальное усилие при перемещении труб будет иметь место при ходе вверх и определяться весом колонны труб и силами трения.

Отметим, что термин "максимальное усилие" не означает максимального усилия, на которое рассчитан транспортер и которое он должен обеспечивать при возникновении аварийной ситуации. К последней следует отнести случай прихвата колонн гибких труб. При возникновении подобной ситуации перемещение последней осуществляется на минимальной скорости.

Наматывание (разматывание) трубы на барабан. При наматывании трубы на барабан привод должен обеспечивать его вращение с крутящим моментом, необходимым для деформирования трубы в процессе ее проводки по всей длине канала. Величина этого момента зависит от диаметра, толщины стенки и прочностных свойств гибкой трубы, но на нее не влияет скорость подъема КГТ.

Частота вращения барабана определяется скоростью перемещения трубы транспортером. При проведении расчетов следует учитывать ее максимальную величину.

При спуске трубы в скважину и сматывании ее с барабана привод не затрачивает энергию на эти процессы. Барабан раскручивается за счет натяжения трубы, создаваемого транспортером.

Нагнетание технологической жидкости в колонну гибких труб. При спуске и подъеме колонны, а также выполнении технологических операций по удалению пробок или бурении в колонну подается технологическая жидкость. Независимо от длины колонны, спущенной в скважину, гидродинамические потери в колонне постоянны и определяются ее длиной. Влиянием кривизны труб, намотанных на барабан, при проведении большинства расчетов можно пренебречь. При проведении технологических операций насос, подающий жидкость, должен преодолевать еще и перепад давления на забойном двигателе либо на гидромониторной насадке.

Подъем и спуск колонны можно выполнять не при максимальной подаче технологической жидкости, а при некотором минимально возможном ее значении, обеспечивающем безопасное выполнение работ. Поэтому при расчетах принимают и минимальную, и максимальную величины подачи.

Для определения необходимой мощности приводного двигателя дан сравнительный анализ мощностей, потребляемых основными узлами агрегата, при выполнении различных технологических операций, качественные оценки которых приведены ниже:

Комплектующие узлы агрегата	Транспортер	Барабан		Насосы технологической жидкости	
Параметры узлов P	v	M_6	v_6	p_n	Q_n
Режим работы агрегата:					
В том числе:					
спуск колонны до					
рабочей зоны min	max	min	max	min	min
технологические операции:					
удаление пробок					
песчаной min	min	min	min	max	max
гидратной min	min	min	min	max	max
разбуривание					
пробки min	min	min	min	max	max
бурение скважин max	min	min	min	max	max
раскачивание колонны при при-					
хвате max	max	max	min	max	max
извлечение колонны					
труб на поверхность max	max	max	max	max	max

Мощность приводного двигателя необходимо определять в зависимости от конкретных значений параметров агрегата и номенклатуры технологических операций, выполняемых им. Как показано выше, параметрический ряд агрегатов подземного ремонта скважин, работающих с колонной гибких труб, должен состоять из трех-четырех типоразмеров. Сделанные расчеты позволили определить мощности, необходимые для выполнения операций при различных параметрах агрегатов. Их результаты представлены на специальной гистограмме, из которой следует, что в случае использования стандартной транспортной базы – автомобильного шасси грузоподъемностью 12 – 16 т, серийно выпускаемого промышленностью, с мощностью двигателя 130 – 180 кВт максимальный диаметр колонны труб составляет 33 мм, а длина – 2000 м.

С помощью транспортной базы такого агрегата можно обеспечить выполнение всех необходимых технологических операций.

Для создания мощных агрегатов необходимы технические решения, базирующиеся на применении либо специальных транспортных средств, либо прицепов, оборудованных палубными двигателями.

4. КОЛОННА ГИБКИХ ТРУБ

4.1. МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ

Впервые массовое использование гибких труб большой длины было осуществлено при проведении операции по форсированию Ла-Манша при высадке союзных войск во Франции во время второй мировой войны. Для обеспечения снабжения войск горючим было развернуто 23 нитки трубопроводов по дну пролива: 6 трубопроводов были стальными с внутренним диаметром 76,2 мм, а остальные имели композиционную конструкцию – внутри слой из свинца, снаружи стальная оплетка. Укладку стальных трубопроводов проводили с плавучих катушек диаметром порядка 12 м. На них были намотаны секции трубопроводов длиной 1220 м. Каждая секция, в свою очередь, состояла из сваренных встык труб длиной 6,1 м.

Подобная технология была положена в основу изготовления колонн гибких непрерывных труб в начальный период проведения работ на промыслах. Впервые это осуществила компания "Creat Lakes Steel Co." (США) в 1962 г. Трубы диаметром 33,4 мм с толщиной стенки 4,4 мм сваривали в атмосфере инертного газа встык из 15 кусков. Изготовленную трубу наматывали на катушку с диаметром сердечника 2,7 м.

Технологию создания гибких труб все время совершенствовали и отрабатывали, но только к концу 70-х годов их качество стало соответствовать требованиям, необходимым для проведения работ на нефтепромыслах.

Параллельно специалисты Канады создавали гибкие трубы для бурения скважин. К 1976 г. фирмой "Flex Tube Service Ltd." была изготовлена и использована при проведении буровых работ гибкая колонна из стали диаметром 60,3 мм, кото-

рая наматывалась на катушку с диаметром сердечника около 4 м и состояла из сваренных встык 12-метровых труб.

Вскоре специалисты этой же фирмы изготовили колонну бурильных труб диаметром 60,3 из алюминия. Работы по созданию труб подобной конструкции были прекращены из-за их низкой прочности, при которой спуск на глубину колонны возможен лишь до 900 м.

Основное внимание изготовителей труб было сосредоточено на отработке технологии, которая могла бы обеспечить как можно большую длину отдельных плетей и таким образом сократить число поперечных стыков, а также на совершенствовании конструкции самого стыка.

К 1983 г. благодаря использованию заготовок ленты из Японии специалистам фирмы "Quality Tubing Inc." (США) удалось увеличить длину плетей до 900 м. Стыки отдельных плетей выполняли еще до поступления ленты в трубогибочную машину, что позволило существенно повысить качество труб. При этом наружный диаметр последних был увеличен до 89 мм.

К 1991 г. глубина спуска КГТ увеличилась до 5200 м, а в 1995 г. был начат выпуск труб с наружным диаметром 114,3 мм [16, 17].

4.2. МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КОЛОННЫ

В настоящее время большинство гибких труб изготавливают из стали обычной малоуглеродистой, низколегированной и нержавеющей. Небольшое количество труб производят и из других металлов, например, сплавов титана.

К малоуглеродистым относится сталь А-66 типа 4 со следующим химическим составом:

Химический элемент	C	Mn	P	S
Содержание элемента, %	0,1–0,15	0,6 – 0,9	Не более 0,03	Не более 0,005
Химический элемент	Si	Cr	Cu	Ni
Содержание элемента, %	0,3–0,5	0,55–0,7	0,2–0,4	Не более 0,25

Эта сталь характеризуется следующими прочностными и деформационными показателями:

Предел текучести (минимальный), МПа	480
Предел прочности при растяжении (минимальный), МПа	550
Удлинение при разрушении, %	30
Твердость, HRC	22

Улучшение прочностных показателей трубы может быть достигнуто за счет использования высокопрочных низколегированных сталей, подвергаемых термообработке, включающей закалку и отпуск. Химический состав сталей отличается повышенным содержанием хрома и молибдена, обеспечивающих способность стали принимать закалку.

Прочность труб из низколегированных сталей выше малоуглеродистых на 40 % (предел текучести 690 – 760 МПа) при сохранении пластических свойств.

К преимуществам труб, изготавливаемых из низколегированных сталей, следует отнести их высокую прочность при статических и циклических нагрузках.

Однако их недостатком является сложность ремонта в промышленных условиях, так как выполнение сварочных работ приводит к местному отпуску и снижению предела текучести до 550 МПа. В качестве примера использования нержавеющей стали для изготовления труб можно привести сталь 08Х18Н10Т (ГОСТ 5632–72).

В начале 90-х годов для производства труб стали использовать титан и его сплавы, что позволило, с одной стороны, улучшить их прочностные характеристики, а с другой, повысить надежность, поскольку титановые, как и алюминиевые трубы, изготавливают методом экструзии, что позволяет исключить продольный шов.

Сплавы титана имеют следующие механические свойства:

Сплав	"2"	"12"	"Бета-С"
Предел текучести (минимальный), МПа	280	480	970
Предел прочности при растяжении (минимальный), МПа	345	550	1030
Удлинение при разрушении, %	20	18	12

4.3. ТЕХНОЛОГИЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

В настоящее время наиболее крупными изготовителями гибких труб за рубежом являются следующие компании: "Precision Tube Technology", "Quality Tubing Inc.", "Southwestern Pipe Inc."

В 1989 г. в производство были внедрены цельнопрокатные трубы с минимальным количеством поперечных швов. В результате дефекты, связанные с образованием свищей, сократились до минимума.

Например, компания "Quality Tubing Inc." контролирует качество каждого сварного шва, присваивает ему соответствующий идентификационный номер и в случае потери герметичности выплачивает страховую сумму для устранения дефекта [18].

Технология изготовления труб из малоуглеродистых и низколегированных сталей состоит из следующих этапов:

- вначале из рулонов тонколистовой стали необходимой толщины вырезают непрерывные ленты, ширина которых соответствует длине окружности образующей готовой трубы. Длина полос определяется возможностями прокатных станов производителей листа. Для США она соответствует 570 м, для Японии – 900 – 1000 м;

- отдельные ленты сваривают встык, причем листы соединяют либо наискосок, либо "ласточкиным хвостом". Швы зачищают, поверхность обрабатывают механически и термически. После этого качество сварочных швов проверяют с помощью дефектоскопии;

- полученную стальную ленту направляют в трубопрокатный стан, где она проходит между валками, формирующими из нее трубу. Для соединения кромок последней применяют кузнечную сварку в атмосфере инертного газа – кромки трубы нагревают с помощью индуктора, а затем прижимают друг к другу валками;

- с наружной поверхности трубы механическим способом удаляют сварочный грат и зачищают стык;

- зону сварочного шва подвергают отпуску и последующему охлаждению;

- проверяют качество шва;

- трубу пропускают через калибровочный стан и подвергают окончательной термообработке – среднему отпуску с последующим охлаждением на воздухе и в ванне.

В результате выполнения указанных операций происходит образование перлитовой и ферритовой структуры металла.

Готовую трубу наматывают на транспортную катушку или барабан установки, в которой ее предполагают использовать.

Особенности технологии изготовления трубы из низколегированной стали заключаются в том, что после калибровки колонну подвергают закалке и последующему отпуску. В результате материал приобретает мартенситную структуру.

4.4. МЕХАНИЗМ РАЗРУШЕНИЯ ГИБКИХ ТРУБ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В настоящее время несмотря на большой объем накопленной информации о работе КГТ отсутствует общая теория, объясняющая механизм их разрушения в процессе эксплуатации. Наличие подобной теории необходимо для правильной оценки ресурса труб и возможностей прогнозирования их долговечности в промысловых условиях.

При нормальной работе КГТ, отсутствии заводского брака и нештатных ситуаций при эксплуатации их долговечность определяется количеством циклов спуска-подъема до потери герметичности. К параметрам режима их работы следует отнести минимальный диаметр барабана D_6 или направляющих, на которых происходит изгиб труб, давление технологической жидкости $p_{ж}$ в трубе, ее диаметр $d_{тр}$ и толщину стенки $\delta_{тр}$, а также максимальную глубину спуска КГТ. Кроме того, на долговечность трубы оказывают влияние условия работы и ее состояние. К ним относятся наличие механических повреждений и коррозии. Однако они носят случайный характер и в данной работе не рассматриваются.

Анализ перечисленных параметров сразу приводит к выводу о сложности их описания, регистрации и анализа. Это объясняется и уникальностью режимов ведения работ на каждой скважине, и многообразием вариантов нагружения КГТ даже при проведении одного подземного ремонта скважины. Кроме того, в чисто техническом плане сложность представляет регистрация условий работы трубы в процессе проведения всего комплекса операций – спуск колонны, выполнение технологических операций и ее подъема. Например, даже такая простая в технологическом отношении операция, как промывка скважины, сопровождается периодической остановкой КГТ, подъемом ее на небольшую величину, повторным спуском и т.д. При этом изменяются давление технологической жидкости, прокачиваемой через трубы, температуры окружающей среды и жидкости и т.д. Сущест-

венное влияние на интересующие показатели оказывают также срок и условия хранения трубы до ввода ее в эксплуатацию.

Тем не менее, необходимо прогнозировать срок службы трубы в конкретных условиях и иметь методики расчетов ее долговечности.

Сложность создания подобной теории определяется прежде всего тем, что в настоящее время отсутствуют методики расчета деталей в условиях малоциклического нагружения, материал которых работает за пределом упругости, так как в подобных условиях нагружения не работает ни одна из деталей, применяемых в отраслях гражданского и военного машиностроения.

В зависимости от конкретных условий работы гибкой трубы и режима эксплуатации агрегата опасными сечениями являются места перегибов трубы в зонах пластического деформирования при взаимодействии с барабаном, направляющим устройством и выходе из транспортера на вертикальном участке. Анализ напряженных состояний материала в этих сечениях приведен в разд. 3.3 и 6.5. Возможен изгиб трубы с образованием пластических деформаций и в транспортере, однако подобные случаи встречаются лишь при работе неопытного оператора.

При деформации трубы в точках, наиболее удаленных от нейтральной линии изгиба, возникают максимальные напряжения. При определенном соотношении наружного диаметра трубы и радиуса ее изгиба напряжения могут превысить предел упругости.

Радиус изгиба, соответствующий переходу материала трубы из упругого состояния в пластическое, определяется по формуле

$$R = Ed_{\text{тр}}/2\sigma_{\text{т}}$$

где E — модуль упругости материала трубы.

При пределе упругости (для простоты расчетов его принимают равным пределу текучести) 480 МПа минимальные радиусы изгибов будут следующими:

Наружный диаметр КГТ, мм	19,1	25,4	31,8	38,1	44,5
Радиус изгиба (минимальный), м	3,97	5,49	6,71	8,24	9,46
Наружный диаметр КГТ, мм	50,8	60,3	89	114	
Радиус изгиба (минимальный), м	10,98	12,81	19,2	24,6	

Из описания конструкций агрегатов и их основных узлов, очевидно, следует, что при существующих габаритах установок и реальных размерах деталей и узлов тракта, по которому проходит гибкая труба, радиусы ее изгиба намного меньше приведенных выше, и поэтому, возникновение пластических деформаций неизбежно. С учетом этого и будем рассматривать вопросы прочности гибкой трубы согласно теории пластичности, поскольку напряжения, действующие в опасном сечении, превышают предел пропорциональности.

Процесс работы материала КГТ в течение всего срока службы изделия можно охарактеризовать с помощью графиков, приведенных на рис. 4.1.

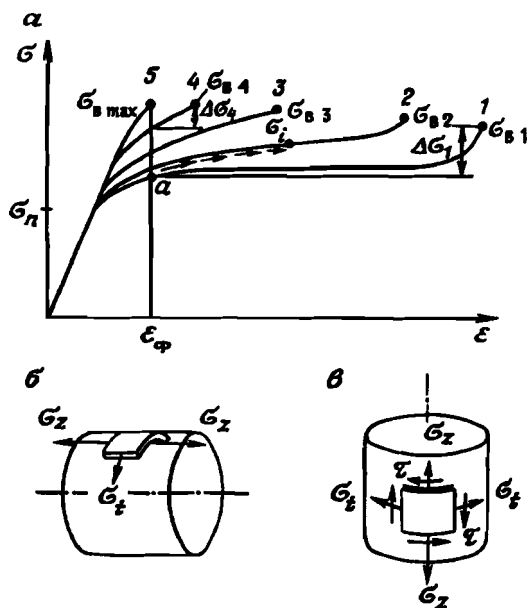


Рис. 4.1. Диаграммы деформирования материала КГТ в процессе их эксплуатации:

a – видоизменение диаграммы растяжения материала в процессе эксплуатации трубы; 1 – исходная диаграмма; 2 – 4 – диаграммы, соответствующие различным стадиям накопления усталости материалом трубы; 5 – диаграмма, отражающая момент разрушения трубы; $\sigma_{н1} - \sigma_{н4}$ – пределы прочности материала трубы, соответствующие различным стадиям; $\sigma_{в max}$ – предел прочности материала трубы, отражающий момент ее разрушения; $\Delta\sigma$ – разность между пределами прочности и текучести; σ_n – предел пропорциональности материала

трубы; ϵ_f – максимальная величина деформаций, имеющая место при разрушении трубы; *б* – напряженное состояние материала трубы в зонах пластического деформирования при ее разматывании и наматывании на барабан; *в* – то же, в опасном сечении в точке подвеса трубы; нормальные напряжения: σ_t – тангенциальные, обусловленные давлением технологической жидкости в трубах, σ_z – осевые, обусловленные осевой нагрузкой на трубу и внутренним давлением; τ – касательные напряжения, возникающие в результате реактивного крутящего момента при работе забойного двигателя

В начале эксплуатации трубы прочностные и деформационные свойства материала соответствуют кривой 1, представляющей по существу диаграмму идеально пластичного материала. При этом напряжения, возникающие при пластическом деформировании трубы в период ее взаимодействия с барабаном, определяются чисто геометрическими параметрами

$$\sigma_n = Ed_{\text{тр}}/D_6.$$

Этой деформации соответствуют напряжения σ_a в точке a , которые можно считать равными пределу текучести материала новой трубы $\sigma_{\text{то}}$. При действии внутреннего давления технологической жидкости и продольного усилия натяжения трубы в продольных и поперечных сечениях возникают следующие нормальные напряжения:

меридиональные

$$\sigma_m = p_{\text{ж}}D_6/4\delta_{\text{тр}};$$

тангенциальные

$$\sigma_t = p_{\text{ж}}D_6/2\delta_{\text{тр}};$$

продольные

$$\sigma_n = P_{\text{пр}}/F_{\text{тр}};$$

радиальные

$$\sigma_r = -p_{\text{ж}},$$

где $F_{\text{тр}}$ — площадь поперечного сечения трубы; $P_{\text{пр}}$ — усилие, растягивающее трубу.

Величиной последних можно пренебречь, так как они на порядок меньше других напряжений. Таким образом, напряженное состояние труб будем считать плоским.

Указанные напряжения действуют на главных площадках, совпадающих с продольным и поперечным сечениями трубы, так как касательные напряжения здесь отсутствуют.

Для расчетов на прочность при сложном напряженном состоянии трубы, изготовленной из пластичного материала, наилучшим образом подходит энергетическая теория Хубера–Ми-

зеса. Сущность этой теории заключается в том, что в качестве критерия прочности материала, находящегося в сложном напряженном состоянии, может быть принята величина накопленной удельной энергии деформации изменения формы. В технической литературе эта теория иногда называется четвертой. Эквивалентные напряжения $\sigma_{\text{экр}}$ в данном случае определяются, исходя из величин главных напряжений $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, следующим образом:

$$\sigma_{\text{экр}} = \{0,5[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]\}^{1/2}.$$

Эту теорию для прочностных расчетов в основном используют специалисты американских и канадских фирм, производящих гибкие трубы.

С учетом положений теории пластичности [19] определим величину эквивалентных напряжений, используя эту теорию как наиболее удобную для описания процессов образования пластических деформаций,

$$\sigma_{\text{экр}} = 2^{-1/2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]^{1/2}.$$

Здесь

$$\sigma_1 = \sigma_n + \sigma_t + \sigma_{\text{н}} = Ed_{\text{тр}}/D_6 + p_{\text{ж}}D_6/2\delta_{\text{тр}} + P_{\text{пр}}/F_{\text{тр}};$$

$$\sigma_2 = \sigma_m = p_{\text{ж}}D_6/4\delta_{\text{тр}};$$

$$\sigma_3 = 0.$$

При этом абсолютный запас прочности, выраженный в напряжениях, а не в коэффициенте запаса прочности по ее пределу, может быть определен как

$$\Delta\sigma_1 = \sigma_{\text{в1}} - \sigma_{\text{экр}}.$$

Процесс образования трещин в материалах трубы начинается в том случае, если $\Delta\sigma$ приближается к нулю.

Для гибкой трубы в начальный период эксплуатации значение $\Delta\sigma_1$ достаточно велико, и действие внутреннего давления технологической жидкости не приводит к образованию трещин.

По мере эксплуатации гибкой трубы она подвергается циклическим нагружениям и происходит наклеп на межкри-

сталлическом уровне. При этом увеличиваются твердость и соответственно прочностные показатели. В процессе накопления наклепа пластические свойства материала ухудшаются, протяженность площадки текучести сокращается, а значение вторичного модуля упругости увеличивается. Этот процесс хорошо отражается на графике функции, положение которого изменяется от горизонтального к наклонному. На рис. 4.1 приведено семейство линий (1 – 5), соответствующих разным стадиям нагружения гибкой трубы и соответственно разным степеням эффекта наклепа.

Процесс упрочнения материала сопровождается перемещением точки a по вертикали, абсцисса которой ϵ_f соответствует величине деформаций при изгибе трубы во время наматывания ее на барабан. При этом величина $\Delta\sigma_i = \sigma_{vi} - \sigma_{эжв}$ все время уменьшается. Это обусловлено тем, что в процессе охрупчивания σ_{vi} растет медленнее, чем σ_r . В конце концов наступает момент, когда нормальные напряжения, возникающие при пластическом деформировании трубы с образованием деформаций ϵ_f , становятся равными или близкими к пределу прочности σ_{vi} . При этом наличие даже незначительного давления в трубах приводит к образованию микротрещин, которые постепенно распространяются в глубь стенки трубы. Эти трещины, по нашему мнению, должны располагаться в ее поперечной плоскости, совпадающей с площадками, на которых действуют максимальные главные напряжения.

Из сказанного следует, что недопустимо использовать плашки транспортеров с насечкой, поскольку последняя провоцирует образование микротрещин на поверхности гибкой трубы.

Для количественной оценки числа циклов, выдерживаемых гибкой трубой при ее пластическом деформировании и действии внутреннего давления, необходимо знать закономерности изменения прочностных характеристик материала в зависимости от числа циклов нагружения. Подобных данных в обобщенном виде в настоящее время не существует.

Если такие зависимости будут получены, то их можно использовать в практических расчетах для оценки максимального давления жидкости, которое должно быть обеспечено для новой трубы, прочностные показатели которой известны.

Описанный механизм разрушения гибкой трубы в процессе ее эксплуатации достаточно хорошо согласуется с данными американских и канадских фирм [20].

Считают, что основными факторами, определяющими долговечность трубы, являются радиус ее изгиба и давление технологической жидкости. Причем последнее в определенном диапазоне значений играет решающую роль.

Например, в результате экспериментальных исследований, выполненных специалистами фирмы "Southwestern Pipe Inc.", при испытаниях трубы с наружным диаметром 31,8 мм и толщиной стенки 2,2 мм, изготовленной из стали с пределом текучести 480 МПа, и циклическом изгибе по радиусу 1,83 м получены следующие данные. При давлении жидкости в трубе 17,2 МПа разрушение произошло через 500 двойных циклов нагружения (согнуть-разогнуть) при увеличении наружного диаметра до 33 мм, а при давлении 34,5 МПа – через 150 двойных циклов при увеличении диаметра до 35 мм.

При реальной работе агрегата на скважине число спусков-подъемов трубы в таких условиях в 3 раза меньше [18].

Результаты испытаний, проведенных специалистами фирмы "Bowen Tools, Inc.", следующие (рис. 4.2): при отсутствии давления трубы, изготовленные из материала с пределом упругости 70 МПа, выдерживают 200 циклов нагружения, а при внутреннем давлении 35 МПа в тех же условиях – 40 цик-

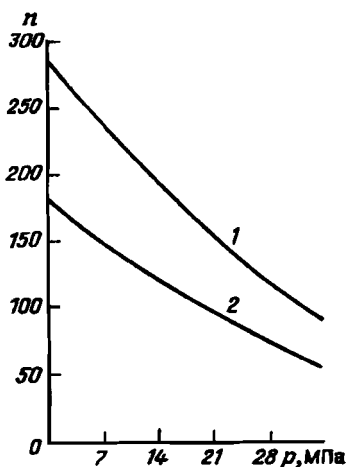


Рис. 4.2. Влияние внутреннего давления технологической жидкости на долговечность гибкой трубы:

1 – число циклов изгиба труб; 2 – число выполненных спусков-подъемов колонны

лов. Кроме того, существенное влияние на долговечность оказывает толщина стенки трубы, что подтверждается материалами фирмы "Bowen Tools, Inc.", специалисты которой ввели единицу нагружения колонны труб – один цикл давления [Pressure Cycle Unit (PCU)], являющуюся величиной, эквивалентной одному полному циклу спуска и подъема колонны при внутреннем давлении 14 МПа.

В процессе работы трубы происходит накопление усталости, причем в пределах одной колонны эта величина распределена неравномерно.

Специалисты различных фирм приводят различные описания картины разрушения гибкой трубы. Так, на фирме "Bowen Tools, Inc." считают, что местом, где начинается разрушение, является внутренняя (или нижняя) сторона трубы. В этой зоне напряжения, вызванные пластической деформацией, имеют отрицательное значение.

Специалисты всех организаций, эксплуатирующих установки, сходятся во мнении, что характер разрушения трубы при ее правильной эксплуатации – усталостный. Механизм разрушения трубы состоит из следующих этапов:

- образования микротрещин;
- дальнейшего роста одной из них до макроразмеров;
- "внезапного" обрыва трубы.

Образование микротрещин провоцируется местными неоднородностями материала, из которого изготовлена труба, или сварного шва.

Существуют и иные версии механизма разрушения трубы, которые, впрочем, не объясняют появления исходной микротрещины. Так, специалисты фирмы "Bowen Tools, Inc." считают, что основным является гидроклиновое действие, который заключается в том, что при открывании трещина заполняется технологической жидкостью. При взаимодействии с криволинейной направляющей и барабаном жидкость, попавшая в трещину, запирается в объеме металла и при сжатии действует подобно клину, раскалывая трубу. Эту же теорию подтверждают и другие исследователи [20]. При этом, однако, не ясно, как возникает исходная микротрещина.

Графики, характеризующие наработку гибкой трубы с наружным диаметром 25 мм и толщиной стенки 2,2 мм в зависимости от величины внутреннего давления, приведены на рис. 4.2.

По данным Э. Дж. Уолкер [18], развитие трещин начинается на поверхности трубы, их направление перпендикулярно образующим трубы. Большинство трещин возникает в результате поверхностных дефектов трубы. В продольном направлении по сварному шву их наличия не обнаружено. По результатам испытаний при давлениях порядка 7 МПа колонна диаметром 45,3 мм выдерживает 157 циклов спуска-подъема, а при давлении 17,2 МПа – только 17.

Сложность аналитического расчета гибких труб на прочность усугубляется еще и плохо предсказуемым их поведением в скважине. Так, в результате малой жесткости труб и наличия сжимающих нагрузок, обусловленных силами трения и реактивными силами, возникающими при работе инструмента, возникает продольный изгиб колонны. Из-за того, что потеря устойчивости происходит в стесненном объеме скважины (при первой критической нагрузке по Эйлеру), на первом этапе геометрическая форма оси трубы изменяется от прямолинейной либо изогнутой с большим радиусом кривизны, до синусоидальной. Если продольная сжимающая сила становится больше значения первой критической нагрузки, ось трубы принимает винтовую форму.

В последнем случае резко возрастают усилия трения гибкой трубы о стенки канала, в котором она располагается. При достижении определенного предела продольной нагрузки перемещение колонны гибких труб становится невозможным. Этот процесс сопровождается ростом сжимающих напряжений.

При дальнейшем увеличении силы происходит разрушение колонны. Радикальным способом для исключения подобного явления, особенно в горизонтальных скважинах, служит использование инструмента, в котором рабочие усилия создаются с помощью гидравлических методов, а также гидравлического способа проталкивания трубы в скважину.

4.5. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

Повышение долговечности колонны гибких труб обеспечивается двумя путями – улучшением качества их производства и грамотной эксплуатацией при проведении работ.

Под грамотной эксплуатацией КГТ подразумевается ведение учета режимов эксплуатации отдельных участков колонны, в частности фиксирование в документах числа циклов "разматывание-наматывание" для каждого интервала колонны. В наилучшем случае предполагается также регистрировать значения внутреннего давления, при котором была осуществлена наработка этого числа циклов. Когда последний показатель не удастся отследить с достаточной точностью, считают, что давление жидкости было максимальным.

Весь комплекс этих мероприятий наиболее целесообразно осуществлять с использованием ЭВМ.

Периодически необходимо обрабатывать полученные данные, определяя наиболее опасные участки. Их следует удалять, если нужно вставлять новый кусок трубы.

Поскольку основными факторами, влияющими на долговечность колонны труб, являются величина давления жидкости и число спусков-подъемов, то при проведении операций, во время которых необходимо периодически перемещать колонну в пределах обрабатываемого интервала, целесообразно перед спуском или подъемом труб снизить давление в них до минимально возможного. Уменьшение давления до 7 МПа, как уже отмечалось, приводит к существенному увеличению долговечности колонны.

Особое внимание следует уделять сохранению качества поверхности трубы. Как показывают опыты, поверхностные дефекты в виде рисок или раковин коррозии являются центрами образования усталостных трещин. Отсюда следует, что плашки транспортера нужно использовать с гладкой рабочей поверхностью, не имеющей насечки.

Для сохранения внутренней поверхности труб необходимо после проведения кислотных обработок выполнять нейтрализацию раствора с последующей промывкой водой, тщательно удалять с помощью продувки воздухом или вытеснения нейтральной жидкостью остатки технологической жидкости, имеющиеся в колонне труб после ее наматывания на барабан.

4.6. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИБКИХ ТРУБ

В настоящее время фирмами США и Канады освоен выпуск колонн гибких труб со следующими характеристиками:

Наружный диаметр, мм	22,2	25,4	31,8	38,1
Толщина стенки, мм	2,2	1,7-2,8	1,9-4	2,4-4
Масса 1 м, кг	1,09	1,02-1,54	1,4-2,73	2,12-33,3
Допустимое растягивающее усилие, кН	65,5	58,8-92,8	83,4-162,5	127,7-199,3
Испытательное давление, МПа	73,2	48,6-74,9	43,9-91,4	46,8-76,2
Наружный диаметр, мм	44,5	50,8	60,3	
Толщина стенки, мм	2,8-4	2,8-4	3,2-4	
Масса 1 м, кг	2,84-3,95	3,2-4,6	4,5-5,5	
Допустимое растягивающее усилие, кН	170,5-236,2	19,6-27,3	26,5-32,8	
Испытательное давление, МПа	45,9-65,3	40,2-57,1	38,4-48,1	

Специалисты отечественной фирмы АО "Филит" (Москва) отработали технологию производства гибких труб из стали 08Х18Н10Т (ГОСТ 5632-72):

Геометрические параметры:	
наружный диаметр, мм	33 +0,5
толщина стенки, мм	2,5 +0,25
длина в бухте, м	1800
Прочностные и деформационные характеристики:	
предел прочности, МПа, не менее	656
предел текучести, МПа, не менее	500
удлинение, %, не менее	33,9
разрушающая нагрузка образца с кольцевым швом без внутрен- него давления, кН, не менее	155
рабочее внутреннее давление, МПа	31,5

АО "Уральский научно-исследовательский институт труб-
ной промышленности" ("УралНИТИ") совместно с ООО
"ЛУКОЙЛ" разработали и освоили технологию изготовления
сварных длинномерных труб в бунтах (ТУ 14-3-1470-86) со
следующими характеристиками:

Марка стали	10	20	Ст. 2	08Г20Ф	08Г20Ф6	10ГМФ
Предел текучести, МПа	210	250	220	400	420	400
Предел прочности, МПа	340	420	330	550	570	550
Относительное удлине- ние, %	31	21	24	22	22	22

Трубы, изготавливаемые из стали 20 и 10ГМФ, имеют следующие параметры:

Диаметр трубы, мм:

условный	20	25	26	33
наружный	20	25	26,8	33,5
Толщина стенки, мм	2; 2,5; 2,8	2,5; 3	2,8; 3,2	2,8; 3,2
Испытательное давление, МПа, для минимальной толщины стенки при марках стали:				
20	56	56	60	45
10ГМФ	90	90	95	83

Диаметр трубы, мм:

условный	42	48	60	73
наружный	42,3	48	60	73
Толщина стенки, мм	3,2	3; 3,5	3,5; 4	3,5; 4
Испытательное давление, МПа, для минимальной толщины стенки при марках стали:				
20	40	32	30	24
10ГМФ	64	53	48	38

Одной из основных задач, стоящих перед отечественными производителями труб, является увеличение их долговечности при малоциклическом нагружении с образованием пластических деформаций.

5. ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

Области применения колонн гибких труб достаточно разнообразны. Это и проведение подземного ремонта, и эксплуатация скважин, и решение вопросов, связанных с транспортированием углеводородной продукции. В настоящее время КГТ применяют при эксплуатации скважин в качестве стандартных лифтовых колонн при подъеме жидкости и сифонных при добыче газа. При подземном ремонте скважин номенклатура операций, выполняемых с их помощью, достаточно разнообразна – велика при освоении скважин, текущем и капитальном подземном ремонте, воздействии на пласт и призабойную зону, забурировании вторых стволов и т.д. С помощью КГТ можно проводить работы по растеплению замерзших промысловых трубопроводов, транспортирующих жидкость или воду. Кроме того, КГТ используют в качестве обсадных колонн (преимущественно в горизонтальных скважинах), хвостовиков, рабочих колонн для намыва гравийных фильтров, внутри промысловых трубопроводов.

5.1. ВЫЗОВ ПРИТОКА, ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ (ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ)

Одним из способов уменьшения противодавления на пласт при вызове притока является удаление жидкости, заполняющей скважину, с помощью газлифта. Эта операция связана со

спуском дополнительной колонны труб, по которой в скважину подается газ, аэрирующий жидкость. При этом ее подъем осуществляется по колонне лифтовых труб, которыми оборудована скважина.

При выполнении операций, связанных с использованием газлифта, помимо агрегата для работы с КГТ у устья скважины монтируют дополнительное оборудование (рис. 5.1) [21]. Оно включает емкость для азота 1, компрессор для его закачки 7 и сливную емкость 3, если по каким-либо причинам нельзя использовать трубопровод системы сбора продукции скважины.

Перед началом работы над устьем скважины монтируют комплект оборудования – превентор, устьевой уплотнитель, транспортер. Диаметр используемой колонны гибких труб должен соответствовать диаметру лифтовой колонны. Это условие вызвано тем, что гидравлическое сопротивление кольцевого канала, по которому поднимается смесь, должно быть достаточно низким. В противном случае давление, необходимое для преодоления гидродинамического сопротивления, может превысить пластовое и газ будет закачиваться в пласт. В последнем случае образуется так называемая “азотная подушка”. Например, колонне лифтовых труб с условным диаметром 73 мм соответствуют гибкие трубы с наружным диаметром 25 – 33 мм.

Закачку азота начинают сразу или при погружении КГТ не более чем на 100 – 200 м и ее спуске и не прекращают в течение всего процесса вызова притока. Подают азот с постепенным увеличением объема до 14 – 20 м³/мин. При этом давление закачки газа постоянно контролируют и при погружении трубы в жидкость его увеличивают.

Сначала начинают аэрировать жидкость, находящаяся в колонне лифтовых труб. Если описываемая операция выполняется после проведения на скважине работ, которым предшествовало ее задавливание, то, как правило, это соленая техническая вода или в худшем случае глинистый раствор.

Для улучшения вспенивания жидкости и повышения эффективности процесса в скважину могут добавляться поверхностно-активные вещества.

После спуска гибкой трубы до уровня нижних перфорационных отверстий в течение необходимого промежутка времени

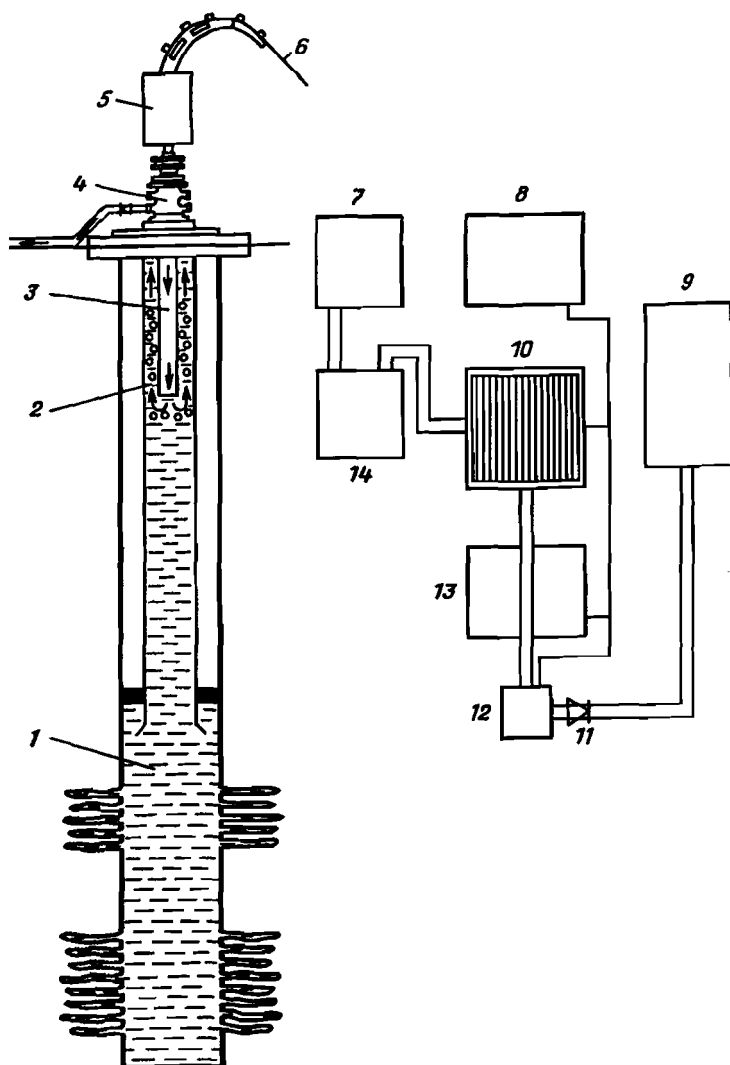


Рис. 5.1. Схема расположения оборудования для проведения газлифта:

1 – пластовая жидкость; 2 – смесь азота и пластовой жидкости; 3 – азот; 4 – оборудование устья скважины; 5 – транспортер; 6 – колонна гибких труб, наматываемая на барабан 10; 7 – емкость для азота; 8 – система управления работой узлов агрегата; 9 – емкость для сбора пластовой жидкости, извлеченной из скважины; 10 – барабан с КГТ; 11 – дроссель; 12 – привод транспортера; 13 – силовая установка; 14 – насос для закачки азота

обеспечивают работу газлифта. Этот процесс необходимо поддерживать до тех пор, пока по колонне лифтовых труб станет подниматься пластовая жидкость.

Далее, продолжая подачу газа, начинают подъем колонны. При этом необходимо контролировать состав жидкости, поступающей из скважины, и дебит последней.

После подъема гибких труб до глубины 100 – 200 м подача газа может быть прекращена, если процесс фонтанирования продолжается.

Колонну гибких труб спускают на глубину порядка 0,8 глубины скважины.

В начале внедрения КГТ проводили опыты по их использованию для газлифтной эксплуатации. Для этого на колонну с наружным диаметром 19 мм на хомутах устанавливали газлифтные клапаны. В процессе эксплуатации газ подавался в КГТ, а газожидкостная смесь поднималась по кольцевому пространству между ней и колонной НКТ.

5.2. ОЧИСТКА ОТ ПЕСКА ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

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, определенное количество песка может быть намыто при создании искусственного забоя и т.д.

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.

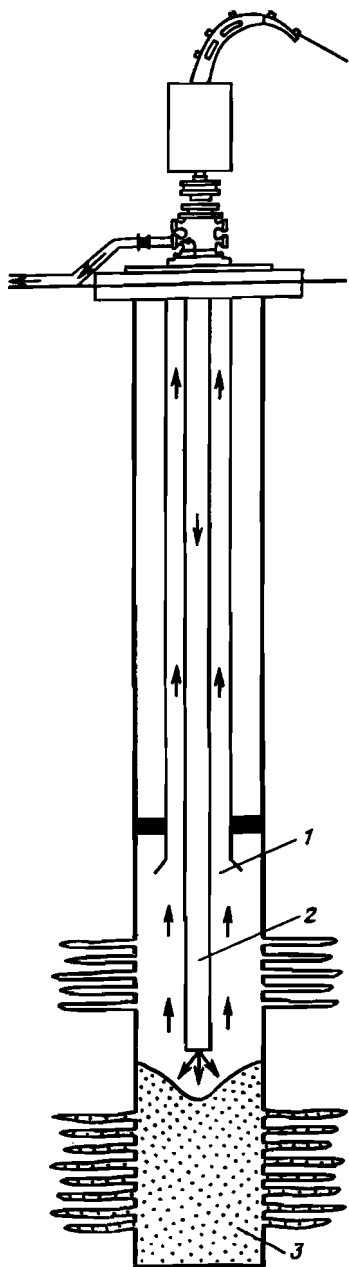


Рис. 5.2. Схема внутрискважинного оборудования при промывке забоя скважины:

1 – жидкость с частицами песка, поднимающаяся на поверхность; 2 – полимерный гель, закачиваемый в скважину; 3 – песок

Очистку эксплуатационной колонны (или забоя) от песка осуществляют с помощью внутрискважинного оборудования, схема которого для выполнения данной операции показана на рис. 5.2. У устья скважины располагают агрегат с колонной гибких труб, насосный агрегат, буферную емкость для приема поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Основным требованием к последней является способность ее выносить твердые 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 определенные 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 и т.п.). 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 определенной 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 ее способность удерживать во взвешенном состоянии крупные твердые частицы, что не удается другим типам промывочных жидкостей. При промывке скважин, имеющих угол наклона более 30°, применение пен нежелательно, так как при их распаде в процессе подъема 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, хорошее 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_r и затрубном пространстве v_3 :

$$v_r = 1,274Q/d_{\text{тр.в}}^2;$$

$$v_3 = 1,274Q/(D_{\text{в}}^2 - d_{\text{тр.н}}^2),$$

где $d_{\text{тр.н}}$, $d_{\text{тр.в}}$, $D_{\text{в}}$ – наружный и внутренний диаметры гибкой трубы, внутренний диаметр труб в которые спущена КГТ, Q – подача технологической жидкости.

Скорость восходящего потока при работе с КГТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых 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 твердых 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 необ-

ходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

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

Установившаяся скорость оседания v_y сферических твердых частиц малого размера может быть определена из эмпирического уравнения

$$v_y = \text{Re}(0,001\mu)/D_{\text{ч}}\rho_{\text{ч}},$$

где Re – число Рейнольдса для сферических песчинок (для условий промывки песка в скважинах оно может принимать значения до 500); μ – вязкость жидкости; $D_{\text{ч}}$ – диаметр частиц; $\rho_{\text{ч}}$ – плотность твердых 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 гранулометрический состав песка в пробке достаточно разнообразен, то расчеты следует проводить с учетом максимальных размеров песчинок, выносимых на поверхность. Считается, что для обеспечения подъема песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5 – 2 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 твердых частиц в жидкости до 360 кг/м³ вязкость последней практически не изменяется и при расчетах ее можно рассматривать как чистую жидкость. Свыше указанного предела необходимо учитывать изменяющиеся свойства жидкости.

Наличие твердых 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 ее пластом, то может возникнуть следующая ситуация. При увеличении гидростатического давления технологическая жидкость будет уходить в пласт. При этом ее расход в восходящем потоке уменьшится, а плотность последнего будет все время возрастать, что повлечет за собой дальнейшее увеличение гидростатического давления. Этот процесс будет идти до тех пор, пока не произойдет полная потеря циркуляции, песок опустится по кольцевому пространству вниз и произойдет прихват колонны гибких труб. Подобная ситуация и ее 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 ее запас.

Концентрация твердых частиц, слагающих пробку в технологической жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, определяется скоростью перемещения КГТ в пробке.

При удалении одиночной рыхлой пробки концентрация твердых 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 поддержи-

ваться непрерывная циркуляция жидкости. Нежелательно также оставлять КГТ неподвижной в течение длительного времени.

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

При разрушении плотной пробки может возникнуть ситуация, когда пробка воспримет вес КГТ и ее 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 расчетной величины. Скорость перемещения колонны при разрушении подобной пробки составляет 1 – 3 см/с.

Если этот интервал достаточен для образования объема, в котором песок находится во взвешенном состоянии за счет турбулизации жидкости истекающим из КГТ потоком, то при входе в колонну лифтовых труб скорость подъема резко возрастает и процесс выноса песчаных частиц идет 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 водной основе и имеющие повышенные сопротивления сдвигу и низкую вязкость.

При достижении башмака лифтовой колонны и подходе к вероятной точке нахождения песка скорость спуска уменьшают до среднего значения. Момент соприкосновения накопника гибкой трубы с песчаной пробкой определяют по индикатору нагрузки – величина усилия в точке подвеса тру-

бы 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 расчеты 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 ее течения, устанавливаться не должны.

5.3. УДАЛЕНИЕ ПЕСЧАНЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК

В процессе эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, а также при применении установок электропогружных насосов в определенном интервале глубин происходит отложение парафина, провоцирующее осаждение песка (если он есть), с последующим образованием пробок. Помимо традиционных методов их удаления – скребками, спускаемыми на проволоке, "летающими" скребками и другими инструментами – достаточно эффективно может быть использовано оборудование с КГТ, которое позволяет проводить операции по удалению пробки без прекращения эксплуатации скважины.

При проведении данных работ применяют комплект оборудования, аналогичный описанному в предыдущем разделе, если условия промывки не требуют нагретой технологической жидкости. Эффективность выполнения подобных работ существенно возрастает, если используют нагретую технологическую жидкость. Схема оборудования, располагаемого на поверхности у скважины, приведена на рис. 5.3. Подготовка скважины и оборудования к работе также аналогичны описанным выше. Схема размещения оборудования внутри скважины соответствует показанной на рис. 5.2, с той лишь разницей, что колонна гибких труб в процессе выполнения работ не выходит ниже башмака лифтовой колонны.

Спуск КГТ осуществляют до верхней предполагаемой границы интервала образования пробки (если он известен) с максимально возможной скоростью, при подходе к пробке скорость снижают до минимума и дальнейший спуск продолжают при этих значениях. При удалении пробок в лифтовой колонне показания индикатора нагрузки уменьшают более плавно, чем при промывке забоя от песка. Поэтому верхнюю границу пробки надо определять очень внимательно, в противном случае может произойти прихват колонны гибких труб.

Режим работы промывочных насосов выбирают исходя из обеспечения условия разрушения пробки и эффективного

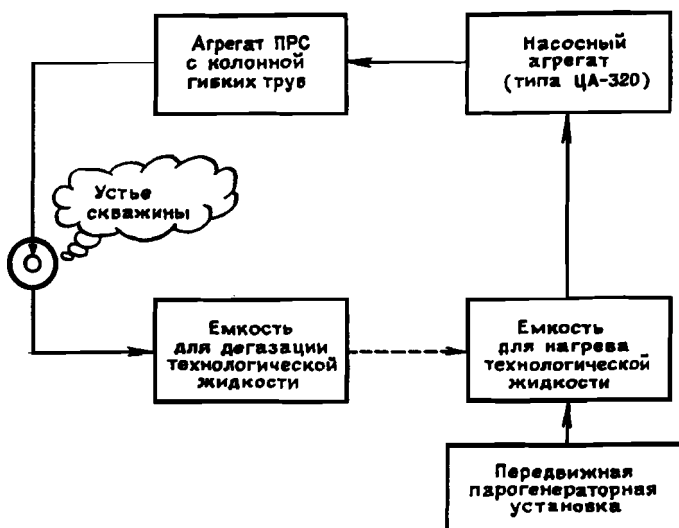
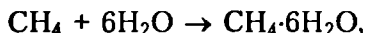


Рис. 5.3. Схема оборудования при промывке скважины нагретой технологической жидкостью

выноса материала, образующего ее. Если очистку колонны лифтовых труб выполняют в профилактических целях, то скважинный насосный агрегат включать не следует, что обеспечит более эффективный вынос материала пробки.

5.4. УДАЛЕНИЕ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК И РАСТЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

В процессе подъема пластовой жидкости по колонне лифтовых труб гидростатическое давление уменьшается по мере ее перемещения вверх. Если величина этого давления становится ниже давления насыщения, из пластовой жидкости выделяется попутный газ. Часть его растворяется в пластовой воде, неизбежном компоненте пластовой жидкости. При температурах и давлениях, соответствующих равновесному состоянию смеси, и ниже этих значений происходит реакция



образуются кристаллогидраты углеводородов и появляется кристаллическое вещество.

Метан, этан, пропан и бутан образуют кристаллогидраты при отрицательных температурах, а при повышенном давлении и положительных температурах их возникновению способствует наличие легких углеводородов и обводненность скважин.

Кристаллогидраты осаждаются на стенках колонны лифтовых труб и в затрубном пространстве. Прекращение эксплуатации скважины способствует интенсивному образованию кристаллогидратов. Этому процессу способствует и понижение температуры пластовой жидкости в полости скважины. Наиболее интенсивно гидраты осаждаются на стенках труб в интервале 100 – 900 м при любых способах эксплуатации скважин – фонтанном, с помощью электроцентробежных насосов и штанговых скважинных установок.

Отложения гидратов возможны на различных участках – в полости лифтовых труб, кольцевом пространстве, а также и тут, и там.

Для удаления гидратных пробок существует ряд методов, наиболее эффективным из которых является промывка скважины горячим соляным раствором (при $t = 70 - 80\text{ }^{\circ}\text{C}$). При использовании установок с КГТ гидраты удаляют в результате подачи технологической жидкости во внутреннюю полость НКТ, если эксплуатацию скважины проводят фонтанным способом, или с помощью электроцентробежных насосов. Если скважина оборудована штанговой скважинной насосной установкой, то технология удаления гидратной пробки резко усложняется. В этом случае КГТ спускают в кольцевое пространство между колонной НКТ и эксплуатационной.

Для ликвидации гидратных пробок и растепления скважин в составе комплекса поверхностного оборудования должна быть установка (подогреватель) для нагрева технологической жидкости. Это может быть или нагреватель проточного типа, как в установках фирм "Дгесо", или емкость с необходимым запасом жидкости, предварительно нагреваемой от внешнего источника тепла (см. рис. 5.3).

Наибольшие затраты времени и энергетических ресурсов требуются при проведении работ по растеплению скважины. В данном случае имеет место образование массива гидратов и льда как в колонне лифтовых труб, так и в кольцевом пространстве эксплуатационной колонны. Состав внутрисква-

жидкого оборудования при этом аналогичен приведенному на схеме, представленной на рис. 5.2.

Порядок работ остается тем же, что и при удалении песчаных пробок, однако темп их выполнения снижается, поскольку ликвидация гидратной или парафиногидратной пробки является более энергоемким процессом. Технологическая жидкость после взаимодействия с отложениями гидратов уменьшает температуру и поднимается вверх по кольцевому пространству между КГТ и НКТ.

В процессе удаления следует контролировать температуру технологической жидкости на входе и выходе КГТ, а также у устья скважины. Слишком низкая температура восходящего потока свидетельствует о наличии гидратов в кольцевом пространстве, что чревато повторным образованием пробки в колонне лифтовых труб, потерей циркуляции и последующим прихватом колонны гибких труб.

После спуска КГТ до уровня, где гидраты отсутствуют, выполняется интенсивная промывка НКТ технологической жидкостью с целью гарантированного удаления гидратов из кольцевого пространства.

К наиболее сложным работам по растеплению следует отнести ПРС скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами. Штанги, расположенные в полости лифтовой колонны (колонны НКТ), как правило, снабжены скребками или центраторами, что препятствует спуску в них колонны гибких труб.

При наличии гидратной пробки в подобной скважине предусматривают выполнение достаточно длительного и трудоемкого ремонта. Если используют традиционный агрегат подземного ремонта, то сначала, применяя штанголовки, отвинчивают и извлекают по частям колонну штанг, находящуюся выше гидратной пробки. Далее спускают колонну промывочных труб, промывают и удаляют участок пробки как можно большей длины, а затем повторно извлекают штанги. По мере того, как извлечение штанг становится затруднительным, вновь осуществляют промывку и проводят последующее извлечение. Этот процесс повторяют до тех пор, пока колонна штанг не будет извлечена полностью.

После удаления колонны штанг спускают колонну промывочных труб и выполняют длительную промывку скважины горячей водой или нефтью. После растепления пробки в

кольцевом пространстве и восстановления циркуляции по затрубью либо поднимают колонну НКТ, либо спускают штанговый насос и начинают эксплуатацию скважины.

Возможным способом доставки нагретой жидкости теплоносителя в полость скважины является спуск колонны гибких труб в кольцевое пространство между эксплуатационной и колонной НКТ. К настоящему времени специалистами в ТПП "Когалымнефтегаз" накоплен уникальный опыт по проведению подобных работ [1].

Для перемещения КГТ по скважине применяют эксцентричную планшайбу, аналогичную планшайбам для спуска приборов в кольцевое пространство. На отверстие, предназначенное для ввода аппаратуры, устанавливают уплотнитель облегченной конструкции. Промывка скважины по существу повторяет описанную выше технологию, при которой КГТ размещают в НКТ. Отличие заключается в длительности промывки отдельных интервалов, поскольку требуется не только удалить продукты, слагающие пробку в кольцевом пространстве, но и прогреть колонну НКТ настолько, чтобы разложить гидрат, находящийся в ней. Все эти операции не вызывают каких-либо проблем, кроме одной – спуска и подъема КГТ в кольцевом пространстве. Поскольку колонна НКТ располагается в полости скважины произвольным образом и форму ее оси существующими в настоящее время методами и приборами определить невозможно, существует риск защемления колонны гибких труб.

Опасность защемления усугубляется еще и тем, что в процессе растепления увеличивается температура колонны НКТ и ее длина увеличивается. Поскольку верхний и нижний концы закреплены сверху планшайбой, а нижний еще и защемлен пробкой, то удлинение колонны сопровождается потерей устойчивости и дальнейшим искривлением ее оси. Все это приводит к радиальным смещениям этой оси колонны и уменьшению величин зазоров между ней и внутренней стенкой эксплуатационной колонны. А это, в свою очередь, провоцирует защемление КГТ, располагающейся в зазоре.

Из сказанного следует, что выполнение подобных работ, весьма эффективных, но очень рискованных, в настоящее время является не сферой техники, а скорее основано на интуиции и мастерстве операторов агрегатов КГТ, осуществляющих ремонт.

Процесс удаления гидратной пробки может быть ускорен в результате включения в работу штанговой насосной установки одновременно с промывкой кольцевого пространства. В этом случае остатки пробки удаляются за счет потока технологической жидкости, поступающей из затрубья через скважинный насос во внутреннюю полость НКТ. Для достижения подобного режима работы необходимо использовать агрегат, обеспечивающий возможность функционирования станка-качалки в процессе спускоподъемных операций с КГТ.

Такой агрегат устроен следующим образом (рис. 5.4, а, б). На раме 24 транспортной базы 1 установлена рама агрегата 25, в средней части которой размещен барабан 6 для колонны гибких труб 5. Для укладки трубы на барабан при наматывании и разматывании служит укладчик 4.

За кабиной водителя транспортной базы 1 располагается бак масляной системы 3, а рядом с ним (в транспортном положении) – кабина оператора 2. В рабочем положении последняя находится на поворотной консоли сбоку агрегата.

В кормовой части агрегата расположен эжектор 8, а под ним – герметизатор устья 14 гибкой трубы 5. Эжектор 8 и герметизатор 14 находятся над устьем скважины 22 с устьевым оборудованием, включающим эксцентричную планшайбу 21 с уплотнением 18 устьевого штока 17 и шарнир 20.

Герметизатор устья 14 снабжен криволинейным полым элементом 16 (изогнутой трубой), установленной ниже него. В низу криволинейного элемента 16 размещен дополнительный уплотнительный узел 19. Герметизатор вместе с криволинейным элементом 16 и дополнительным уплотнительным узлом 19 шарниром 20 соединены с эксцентричной планшайбой 21, установленной на устье скважины 22. Внутренняя полость криволинейного полого элемента 16 соединена с лубрикаторм 15, обеспечивающим подачу смазывающей жидкости. (В качестве лубрикатора применяют стандартное устройство для подачи смазки к узлам трения, широко используемое в станочном оборудовании. Поэтому в настоящем описании оно подробно не рассматривается.)

В рабочем положении эжектор 8 опирается на устье скважины 22, передавая на нее усилие через криволинейный элемент 16, корпус дополнительного уплотнительного узла

19 и шарнир 20, смонтированный на эксцентричной планшайбе 21.

Устьевой шток 17 колонны штанг, приводящих в действие скважинный насос, соединен траверсой 12 с канатной подвеской 11. Последняя, в свою очередь, связана с головкой балансира 9 станка-качалки 10. (На схеме показана только часть переднего плеча балансирного станка-качалки.)

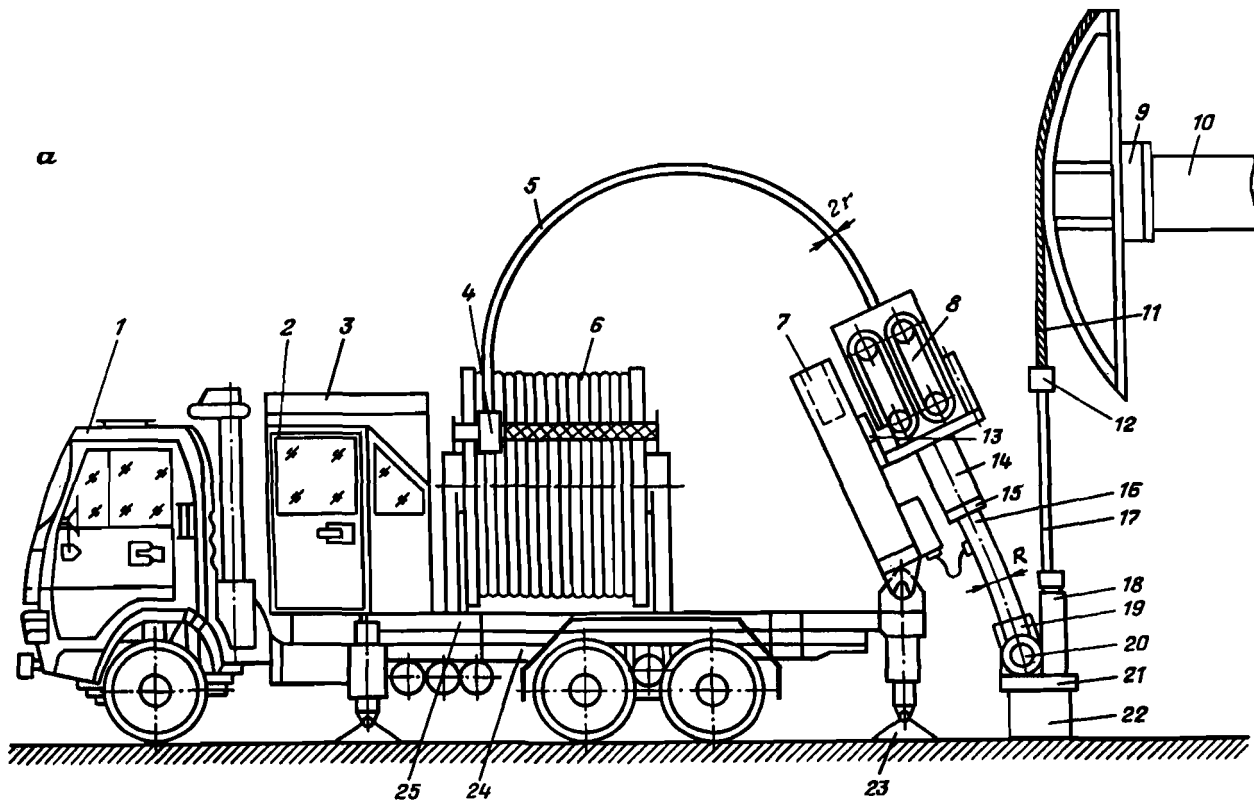
Механизм установки эжектора 8 в рабочее положение выполнен в виде гидравлического подъемника, состоящего из стоек 7, шарнирно соединенных с рамой 25 агрегата. Стойки 7 служат направляющими для подвижной площадки 13, на которой смонтирован эжектор 8. Перемещение площадки 13 относительно стоек 7 осуществляется гидравлическими цилиндрами (последние на рис. 5.4 не показаны). Рама 25 агрегата снабжена четырьмя аутригерами 23.

Для нагнетания технологической жидкости в колонну гибких труб в процессе проведения операций подземного ремонта агрегат оборудован насосами. Они расположены вдоль борта транспортной базы и имеют гидропривод. Питание исполнительных органов гидропривода обеспечивается блоком насосов, приводимым в действие от коробки отбора мощности ходового двигателя транспортной базы агрегата.

Работа агрегата осуществляется следующим образом. После прибытия на место из транспортного положения агрегат переводят в рабочее, для чего стойки 15 поднимаются гидроподъемниками в наклонное положение (см. рис. 5.4, а), а площадка 13 устанавливается на высоте, обусловленной конкретными размерами и высотой устья 22 обслуживаемой скважины. Эжектор 8 вместе с герметизатором устья 14 и криволинейным элементом 16 с дополнительным уплотнительным узлом устанавливаются на шарнире 20 оборудования устья скважины. Кабина машиниста 2, укрепленная на консоли, поворачивается на 90° (см. рис. 5.4, б). При этом из кабины хорошо видны и барабан 6 с укладчиком 4, и зона устья скважины с эжектором 8 и герметизатором 14 устья.

В процессе работы агрегата гибкая труба 5 с барабана 6 через укладчик 4 направляется в эжектор 8 и подается им в герметизатор 14. При подъеме трубы укладчик 4 обеспечивает равномерную намотку трубы 5 на барабан 6.

a



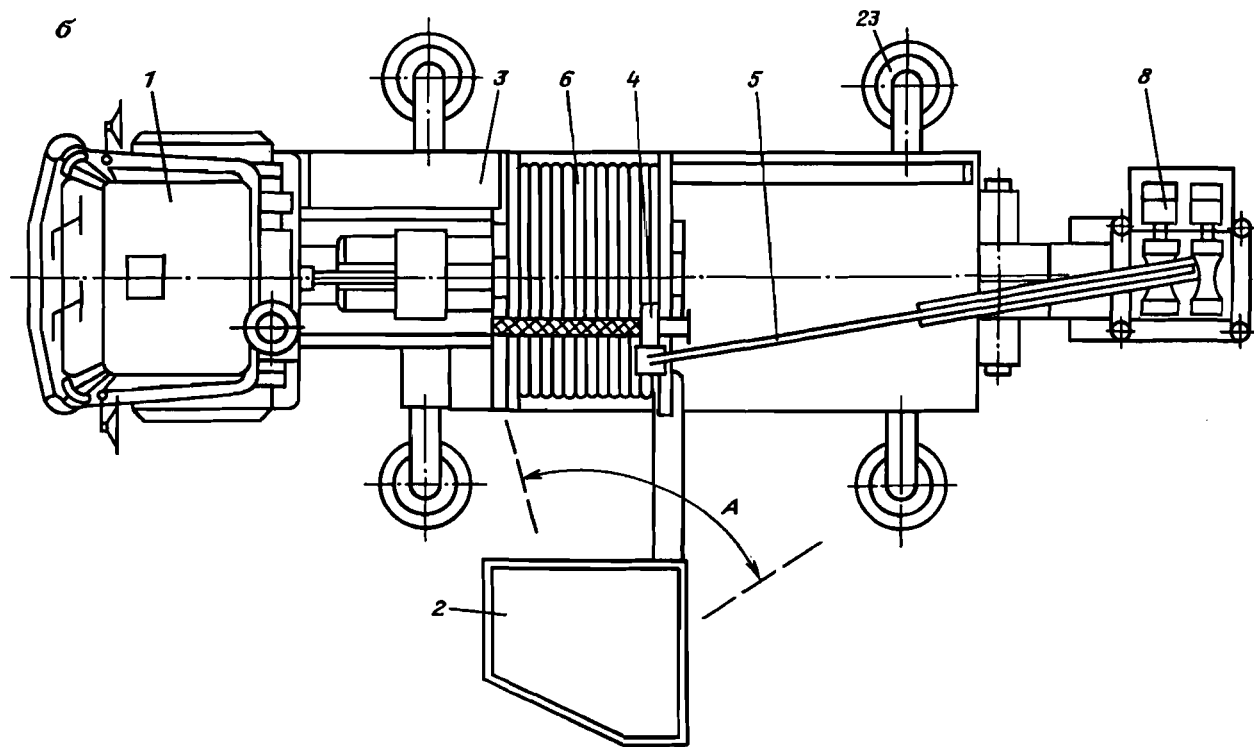


Рис. 5.4. Установка для спуска КГТ в кольцевое пространство.
 Вид: а – сбоку, б – сверху

При спуске гибкая труба 5, выходящая из эжектора 8, через герметизатор 14 направляется в изогнутую трубу 16, дополнительный уплотнительный узел 19 и попадает в полость скважины 21. В процессе перемещения по изогнутой трубе 16 происходит упругое деформирование гибкой трубы 5. Это обеспечивается соответствующим подбором соотношения радиуса кривизны изогнутой трубы и радиуса гибкой трубы.

Для обеспечения упругого деформирования гибкой трубы 5 радиус ее кривизны должен удовлетворять условию

$$R \geq rE/\sigma_y,$$

где R – радиус кривизны гибкой трубы 5 (равен радиусу кривизны изогнутой трубы 16); r – наружный радиус гибкой трубы в поперечном сечении; E – модуль упругости материала гибкой трубы; σ_y – предел упругости материала гибкой трубы.

Например, при использовании в качестве материала гибкой трубы малоуглеродистой стали радиус кривизны составляет 12 – 13 м.

Для уменьшения сил трения, возникающих при перемещении гибкой трубы внутри изогнутой трубы, ее внутренняя полость заполнена смазкой, которая подается лубрикатором 15. Истечению смазки из полости гибкой трубы препятствуют герметизатор устья 14 и дополнительное уплотнение 19.

При выходе гибкой трубы из дополнительного уплотнения 19 ее ось приобретает прямолинейную форму в силу упругих свойств материала, из которого она изготовлена. Труба 5 спускается в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ. Спуск гибкой трубы сопровождается прокачиванием через нее технологической жидкости, обеспечивающей промывку полости скважины и прогрев НКТ. После промывки ледяной (гидратной) пробки и прогрева колонны НКТ проводится запуск привода штангового скважинного насоса (балансирный станок-качалка 10). При этом головка балансира 9 начинает качаться и перемещать канатную подвеску 11 вместе с устьевым штоком 17. В результате штанговый скважинный насос начинает откачку пластовой жидкости, которая поднимается по внутренней полости НКТ.

Конструкция предлагаемого устройства позволяет эксплуатировать скважину штанговым насосом и одновременно осуществлять промывку кольцевого пространства технологической жидкостью до тех пор, пока скважина не выйдет на стационарный режим. Далее, не прекращая работы скважинного насоса, проводится подъем колонны гибких труб, демонтируется эжектор, и агрегат подземного ремонта удаляется со скважины.

5.5. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОЙ ПРОБКИ

Одной из целей установки цементной пробки может быть изоляция части перфорационных отверстий. Необходимость выполнения подобных работ обусловлена, например, прорывом подошвенных пластовых вод. В этом случае цемент нагнетают непосредственно в перфорационные отверстия, расположенные в определенном интервале.

Наземное оборудование должно включать помимо традиционного набора цементирующего насос и емкость для цементного раствора.

Установка цементной пробки может осуществляться непосредственно в полости эксплуатационной колонны (рис. 5.5). В этом случае предварительно в изолируемый участок эксплуатационной колонны намыывают песок, сверху устанавливают разделительную пробку, после чего закачивают необходимый объем цементного раствора.

Если цемент закачивают в пласт, то выполняют следующие операции (рис. 5.6):

- на первом этапе колонну гибких труб опускают таким образом, чтобы обрез трубы находился в зоне перфорационных отверстий, которые подлежат изоляции. Спуск колонны выполняют при обеспечении циркуляции воды;
- на втором этапе закачивают расчетный объем цементного раствора;
- на третьем этапе поднимают гибкую трубу на 8 – 10 м и закрывают задвижку на выходе из колонны НКТ;
- на четвертом этапе, используя воду в качестве продажной жидкости, цемент закачивают в пласт.

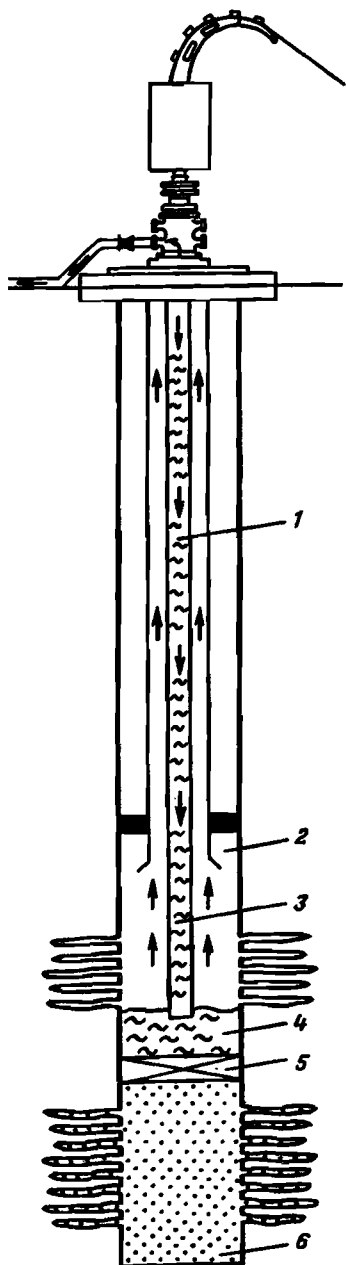


Рис. 5.5. Схема внутрискважинного оборудования при установке цементной пробки:

1 – вода; 2 – жидкость, вытесняемая из скважины; цемент: 3 – закачиваемый по КТ, 4 – доставленный в скважину; 5 – пробка; 6 – пластовая жидкость

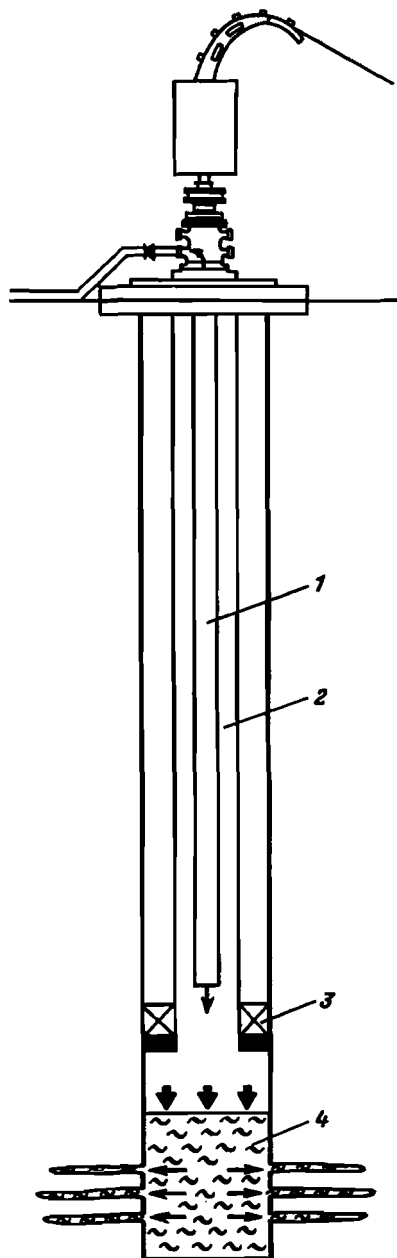


Рис. 5.6. Схема внутрискважинного оборудования при закачивании цементного раствора в пласт:

1 – цемент, закачиваемый в скважину; 2 – жидкость, находящаяся в скважине; 3 – пакер; 4 – цемент, доставленный в скважину и продавливаемый в перфорационные отверстия и призабойную зону пласта

5.6. УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В процессе эксплуатации газовой скважины на забое скапливается жидкость – конденсат, нефть или вода. Увеличение ее уровня приводит к повышению противодавления на продуктивный пласт и уменьшению дебита скважины, вплоть до полной ее остановки. Жидкость при эксплуатации скважины колоннами лифтовых труб с условным диаметром 73 мм и более при обычном режиме работы удалить нельзя, поскольку скорость движения восходящего потока газа не способствует выносу жидкости.

Условием выноса жидкости, находящейся в скважине, потоком газа является достаточная скорость его перемещения по колонне лифтовых труб, которая должна обеспечить перемещение вверх пленки жидкости на стенках скважины и восходящий поток ее капель, находящихся в ядре газового потока. Для оценки таких условий подходит следующий критерий – скорость газа в колонне лифтовых труб должна быть не менее 3 м/с. На практике это означает, что для удаления с забоя воды в трубах диаметром 32; 60,3; 73 мм надо поддерживать расходы газа соответственно 2,8; 9; 14,2 тыс. м³/сут. Указанные условия могут быть обеспечены не во всех случаях, поскольку величина дебита ограничена продуктивными возможностями скважины.

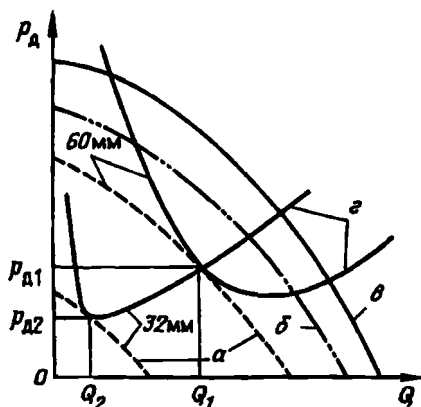
Величина притока газа в скважину определяется уравнением

$$Q = (p/p_0)C(p^2 - p_d^2)^n,$$

где Q – дебит скважины; C – коэффициент кривой противодавления; p_0 – пластовое давление, для которого были определены Q и n ; p – текущее пластовое давление; p_d – динамическое давление в скважине; n – показатель степени в уравнении притока [22].

По мере снижения пластового давления кривая (линии $a - \theta$), соответствующая уравнению притока, смещается влево от графика " $p_d - Q$ " (рис. 5.7) и в конце концов наступает момент, когда эта кривая перестает пересекаться или касаться кривой (линии z), характеризующей течение многофазного

Рис. 5.7. График для определения условий выноса жидкости по колонне труб



потока жидкости по колонне лифтовых труб. Минимальное значение дебита при этом равно Q_1 . В таком случае течение газа в скважине прекратится и возникнет ситуация, по своей физической сущности соответствующая глушению скважины жидкостью с целью прекращения ее фонтанирования, например, перед проведением подземного ремонта.

Вынос жидкости из данной скважины может быть достигнут за счет ее эксплуатации по колонне лифтовых труб меньшего диаметра.

Условием выноса жидкости является выполнение следующего неравенства:

$$v_r > 3,1[\sigma_{\text{ж}}(\rho_{\text{ж}} - \rho_r)^{0,25}/\rho_r^{0,5},$$

где v_r — скорость течения газа в колонне лифтовых труб; $\sigma_{\text{ж}}$ — поверхностное натяжение жидкости; $\rho_{\text{ж}}$ и ρ_r — соответственно плотности жидкости и газа.

Меньшему диаметру колонны лифтовых труб с большей скоростью течения жидкости будет соответствовать кривая z многофазного течения (см. рис. 5.7), смещенная влево. При этом условие совместности уравнений притока и течения выполняется. На графике эти линии z либо пересекаются, либо имеют общую точку соприкосновения. При использовании вместо лифтовых труб диаметром 60 мм труб диаметром 32 мм рабочая точка может смещаться влево по оси Q , и скважина будет функционировать с дебитом ниже Q_1 вплоть до Q_2 .

Жидкость из скважины в зависимости от конкретных условий эксплуатации можно удалять периодически и постоянно. В первом случае целесообразно использовать агрегаты подземного ремонта скважин с колонной гибких труб. Во втором эксплуатировать скважину по спущенной и закрепленной на устье КГТ (установка сифонной колонны). Выбор способа осуществляют с учетом расходов на выполнение периодических ремонтов скважины или оснащения ее КГТ и необходимой головкой для крепления на устье.

Решение об удалении жидкости следует принимать в том случае, если происходит резкое падение производительности скважины и имеются достоверные сведения об уровне жидкости, полученные в результате измерения, а также если были эффективны проводившиеся ранее операции свабирования скважины.

Периодическое удаление накопившейся жидкости с помощью агрегатов ПРС следует проводить при функционировании скважины, до ее остановки. В противном случае придется выполнять операции по вызову притока. Для реализации этого способа используют только агрегат, обеспечивающий спуск-подъем гибких труб. Схема внутрискважинного оборудования при проведении данного процесса соответствует схеме, применяемой при газлифте (см. рис. 5.1). Этот процесс выполняется путем спуска КГТ с максимальной скоростью до уровня жидкости, накопившейся в скважине (в колонне лифтовых труб или ниже их башмака в полости эксплуатационной колонны), а затем медленного спуска в пространство, занятое жидкостью. В течение всего этого процесса эксплуатация скважины не прекращается, но отбор газа идет по колонне гибких труб. При этом скорость движения газа в КГТ увеличивается в несколько раз, благодаря чему обеспечивается эффективный вынос жидкости. Как правило, для выполнения этих операций в большинстве случаев подходит колонна труб диаметром 25 или 32 мм. При использовании трубы с постоянной толщиной стенки диаметр не влияет на максимальную глубину спуска колонны. Например, КГТ спускают до глубины 6700 м.

Оборудование устья и технология перемещения колонны гибких труб соответствуют операциям при вызове притока, освоении скважины либо очистке забоя последней от песка.

Состав комплекса наземного оборудования отличается лишь тем, что выход колонны гибких труб соединяют с линией промыслового сбора газа, так как в период выноса жидкости эксплуатация скважины идет по этой колонне.

В процессе спуска или подъема колонны гибких труб эксплуатация скважины не прекращается и ведется по колонне лифтовых труб. После достижения уровня жидкости, находящейся на забое скважины, открывают задвижку на выходе КГТ и закрывают задвижку на боковом отводе фонтанной арматуры. Затем на малой скорости продолжают спуск колонны гибких труб до тех пор, пока весь объем жидкости не будет вынесен на поверхность.

После выполнения работ эксплуатацию скважины продолжают вести по колонне лифтовых труб, а колонну гибких труб извлекают.

При установке сифонной колонны – спуске КГТ и эксплуатации с их помощью скважины в течение длительного времени к вопросу выбора диаметра колонны следует подходить более внимательно. Следует стремиться использовать КГТ как можно большего диаметра, поскольку при этом уменьшаются потери на трение при течении газа и опасность образования пробок. При правильно выбранном диаметре КГТ уровень жидкости должен установиться у ее башмака, а колебания давления в кольцевом пространстве отсутствовать.

Спуск КГТ в скважину осуществляют с помощью агрегата подземного ремонта. Устройство, транспортирующее трубу, должно обеспечивать ее принудительный спуск в скважину, во внутренней полости которой имеется противодавление. При этом предварительно удаляют верхнюю фонтанную задвижку и устанавливают узел для подвески КГТ. Он состоит из корпуса, в котором размещены клиновая подвеска, удерживающая трубу, и уплотнитель, обеспечивающий герметизацию зазора по ее наружной поверхности (рис. 5.8). Над узлом подвески размещают катушку с радиальными окнами, которые могут быть открыты. Через них проводят обрезку колонны гибких труб после ее спуска на нужную глубину.

Рядом со скважиной отдельно от агрегата можно устанавливать транспортную катушку с колонной гибких труб. Спуск труб с ее использованием выполним при отсутствии возможности возникновения ситуации, при которой необходимо бу-

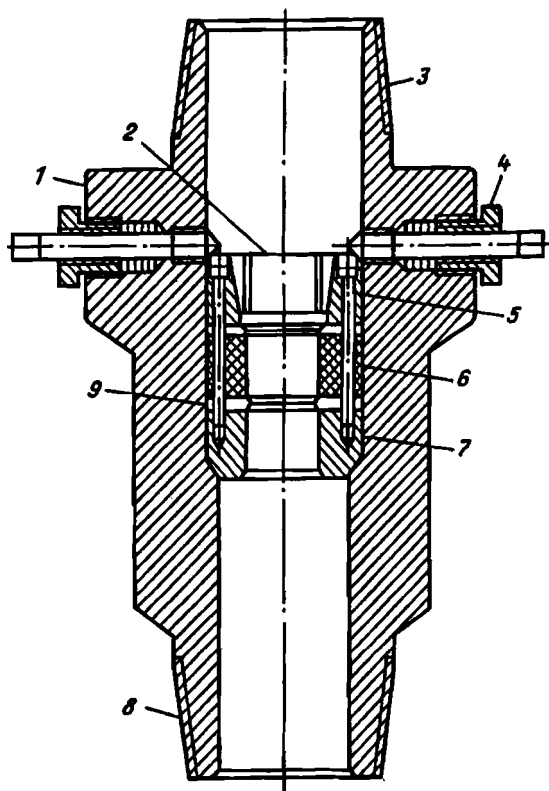


Рис. 5.8. Конструкция узла подвески сифонной колонны гибких труб:
 1 – корпус; 2 – клиновья подвеска КГТ; 3, 8 – присоединительные резьбы; 4 – узел нажимных болтов для сжатия уплотнительного элемента; 5 – направляющая втулка клиньев; 6 – уплотнительный элемент; 7 – опорная втулка

дет извлекать полностью и поднимать на значительную высоту КГТ. Если такой опасности нет, то можно избежать операции перематывания трубы с транспортной катушки на барабан агрегата.

Колонна гибких труб, спускаемая в скважину, должна быть оснащена пробкой, устанавливаемой на ее нижнем конце. Это упрощает работу наземного оборудования, исключает загрязнение колонны продукцией пласта и частицами грязи и окалины, имеющимися на внутренней поверхности лифтовых труб.

После спуска на нужную глубину КГТ уплотнительный элемент узла подвески приводят в рабочее положение и сбрасывают давление над ним. Затем открывают окна катушки, устанавливают клиновую подвеску и закрепляют на них колонну труб. Через окна катушки обрезают КГТ. После этого с устья скважины удаляют оборудование, входящее в состав агрегата. К узлу крепления КГТ присоединяют манифольд фонтанной арматуры (рис. 5.9).

Для пуска колонны в эксплуатацию азотом продавливают пробку, расположенную на нижнем конце труб. Если в скважине присутствует жидкость, препятствующая эксплуатации, ее также удаляют продувкой азотом.

В процессе эксплуатации скважины с помощью сифонной колонны необходимо контролировать давление в кольцевом пространстве между ней и колонной лифтовых труб.

При извлечении КГТ из скважины ее необходимо заглушить. Принципиально возможен подъем ее из скважины и без глушения, однако информации о разработке необходимого инструмента и приспособлений для осуществления этой операции нет. Перед глушением нужно промыть кольцевое пространство между КГТ и лифтовой колонной для удаления образовавшихся там отложений парафина или гидратов, которые могут препятствовать ее извлечению. Эта же жидкость, служащая для промывки скважин, в ряде случаев может быть использована и для их глушения.

Далее разбирают фланцевое соединение, крепящее узел подвески КГТ к фонтанной арматуре, после чего с помощью агрегата подземного ремонта оно поднимается, а колонна фиксируется клиновым спайдером. После удаления узла подвески агрегат подземного ремонта убирают со скважины и монтируют агрегат для работы с гибкими трубами, на барабане которого имеется небольшой кусок трубы (порядка 50 м). После завершения установки транспортера над устьем скважины осуществляют сращивание концов колонны, спущенной в скважину, и трубы агрегата, а затем по традиционной технологии извлекают КГТ из скважины и наматывают ее на барабан агрегата.

Сифонные колонны с переменной толщиной стенок (равнопрочные) диаметром 32 и 38 мм спускали на глубину до 6727 м (компания "Еххон Со.").

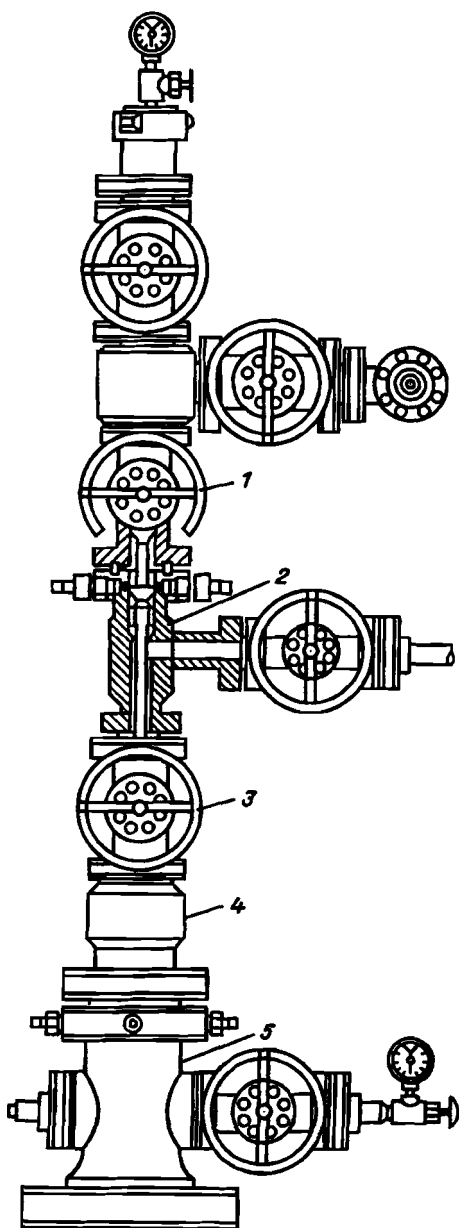


Рис. 5.9. Схема оборудования устья при подвеске сифонной колонны:

1, 3 – стволовые задвижки; узел подвески колонн: 2 – сифонной, 4 – лифтовых труб; 5 – крестовина

5.7. СЕЛЕКТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

Объектом селективного воздействия на пласт являются либо перфорационные отверстия, расположенные на определенном уровне, либо зона негерметичности эксплуатационной колонны, через отверстия которой в скважину поступает вода. Подобное воздействие осуществляют при закачке цемента, поинтервальной кислотной обработке либо в других случаях, когда нужно обработать точно заданный интервал.

При проведении этих работ на колонне гибких труб спускают сдвоенный пакер и выше него на точно определенной высоте – локатор (рис. 5.10, а). После спуска пакера ниже расчетного уровня колонну гибких труб приподнимают до тех пор, пока локатор не зафиксирует ее требуемого положения.

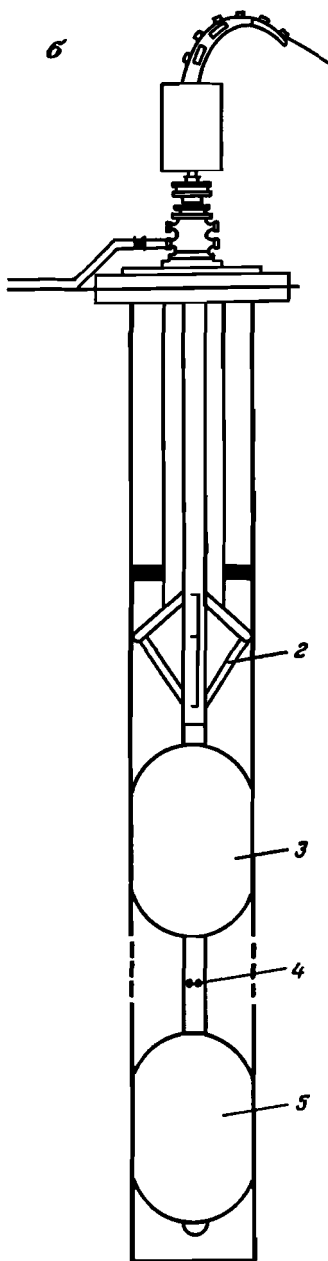
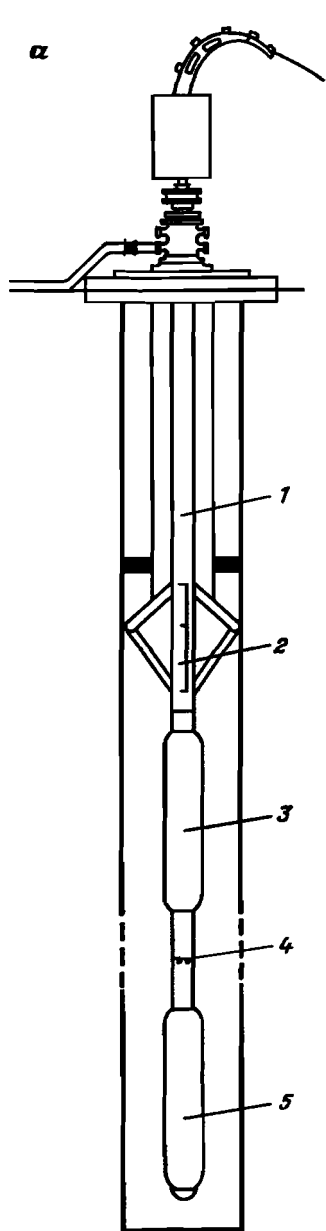
Затем пакер приводится в рабочее положение и наружные поверхности камер плотно прижимаются к стенкам эксплуатационной колонны (рис. 5.10, б).

На следующем этапе работ открываются отверстия, через которые полость колонны гибких труб сообщается с пространством между пакерами. В него закачивается необходимая технологическая жидкость и при необходимости продавленная. После выдержки скважины в течение необходимого времени давление уменьшается, пакер переводится в транспортное положение и извлекается на поверхность.

Особенностью конструкции инструмента, применяемого при выполнении описанных операций, является пакер, герметизирующий элемент которого в транспортном положении обеспечивает перемещение оборудования в колонне лифтовых труб диаметром 89 мм. Расстояние между каждым из пакеров, образующих сдвоенный пакер, выбирают в соответствии с длиной интервала скважины, обрабатывать который предполагают в конкретном случае.

5.8. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Кислотную обработку с использованием оборудования КГТ проводят в тех же целях, что и при традиционных технологиях: главным образом для воздействия кислоты на кар-



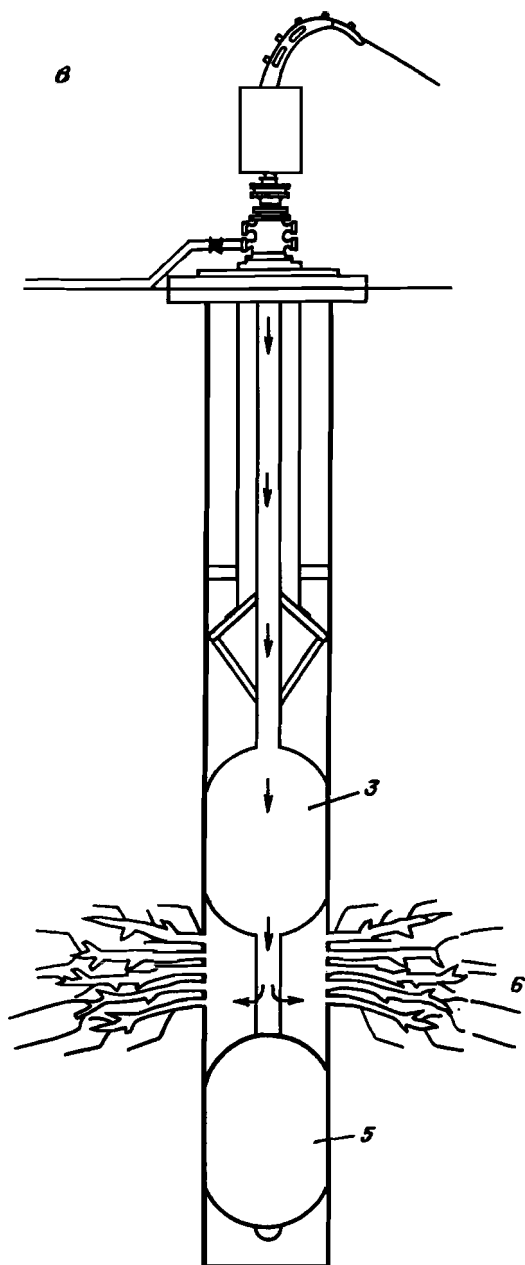


Рис. 5.10. Схема внутрискважинного оборудования, содержащего сдвоенный пакер, в транспортном (а) и рабочем (б) положениях, а также при проведении процесса воздействия (в):

1 – колонна гибких труб; 2 – локатор, установленный на КГТ; 3 – верхний пакер; 4 – соединительный патрубок с отверстиями; 5 – нижний пакер; 6 – призабойная зона пласта, подвергаемая воздействию

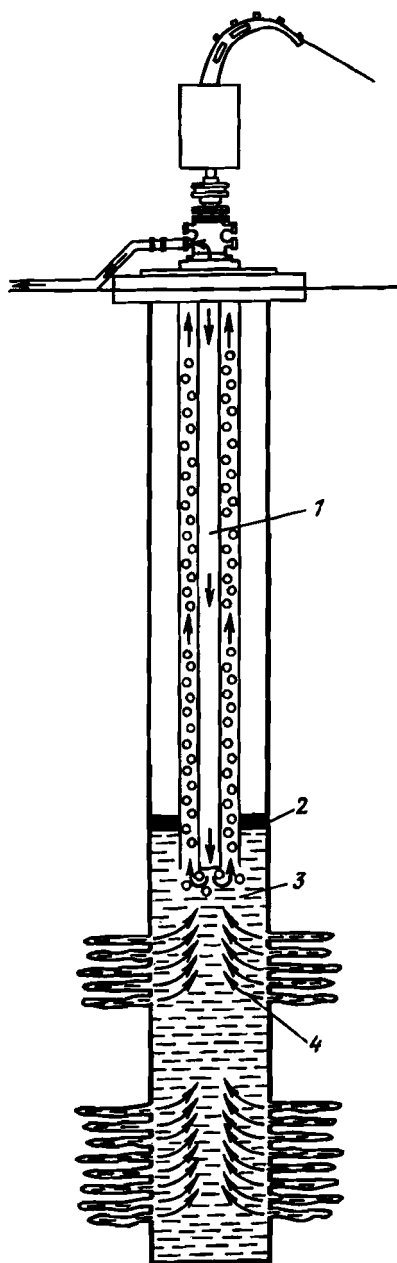


Рис. 5.11. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при кислотной обработке скважин.

Кислота: 1 – закачиваемая в КГТ, 3 – в полости скважины, 4 – продавленная в призабойную зону пласта; 2 – пакер

бонатные породы, слагающие продуктивный пласт, и увеличение его проницаемости.

Наземный комплекс оборудования, помимо агрегата с КГТ и стандартного устьевого оборудования, должен содержать агрегат для кислотной обработки скважин, имеющий специализированный насос и емкость для запаса кислоты. В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

В процессе выполнения данной операции КГТ при обеспечении непрерывной циркуляции воды спускают на глубину перфорации. На следующем этапе в скважину через КГТ закачивают расчетный объем кислоты (рис. 5.11), после чего ее продавливают в пласт. При закачке и продавке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт.

Процесс закачки и продавки следует проводить при максимально возможной подаче жидкости. При осуществлении этих процессов необходимо следить за тем, чтобы давление в зоне перфорационных отверстий не превышало давления, при котором происходит разрыв пласта. После выдерживания скважины под давлением в течение заданного периода времени выкидную задвижку открывают, КГТ приподнимают и начинается циркуляция воды.

Практика использования оборудования с КГТ показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25 – 30 %.

5.9. РАЗБУРИВАНИЕ В ПОЛОСТИ СКВАЖИНЫ

Рассмотрим работы, связанные с функционированием породоразрушающего инструмента, приводимого в действие забойным двигателем, закрепленным на колонне гибких труб. Эта группа операций отнесена к подземному ремонту, а не к бурению, поскольку речь идет не о разрушении породы, а удалении пробок, цементных отложений, цементных мостов и других образований в колоннах лифтовых труб или эксплуатационных.

Для удаления плотных пробок, образованных из песка, парафина и кристаллогидратов, а также цемента применяют

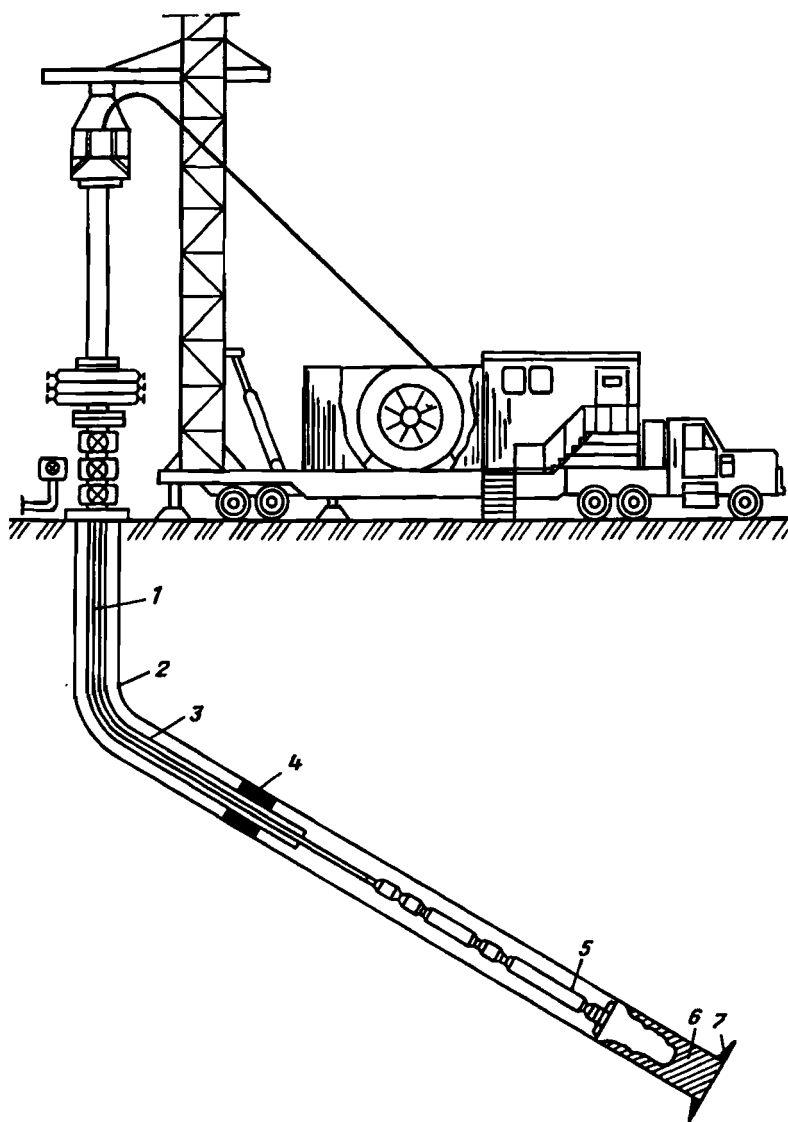


Рис. 5.12. Схема расположения оборудования для разбуривания.

Колонны: 1 – гибких труб, 2 – эксплуатационная, 3 – насосно-компрессорных труб; 4 – пакер; 5 – забойный двигатель с породоразрушающим инструментом; 6 – разрушаемая цементная или плотная песчаная пробка; 7 – забой скважины

технологии, основанные на их разбурировании. Общая схема расположения внутрискважинного оборудования для его осуществления показана на рис. 5.12, а схема для удаления пробок в колонне лифтовых труб – на рис. 5.13. Последняя включает установленные на колонне гибких труб стабилизатор (он выполняет и функции центриатора), забойный двигатель и инструмент, разрушающий пробку. В качестве последнего обычно используют долота истирающего типа с алмазным или твердосплавным вооружением. Выбор именно этих типов долот обусловлен особенностями режима работы забойного двигателя – большое число оборотов при малой осевой нагрузке.

Для разбурирования с целью снижения реактивного момента применяют забойные двигатели с меньшим, чем для бурения на КГТ, крутящим моментом, поскольку для описываемых операций используют гибкие трубы диаметром 38 и 44 мм. Наиболее характерными являются следующие параметры двигателей:

Диаметр КГТ, мм	38	44
Крутящий момент, Н·м	360	400–550
Частота вращения, мин ⁻¹	250–580	340–330
Подача жидкости, л/с	2,5–5,7	4,4–6,9

Компоновка оборудования на забое может состоять из следующих элементов (сверху вниз): соединительного устройства, обратного клапана, гидравлического разъединителя, циркуляционного переводника, забойного двигателя, породоразрушающего инструмента. Данный набор соответствует компоновке, применяемой при выполнении ловильных работ. Основное отличие при реализации данной операции заключается в использовании циркуляционного переводника, который обеспечивает направление потока технологической жидкости в кольцевое пространство, минуя забойный двигатель и породоразрушающий инструмент. Переходник включают после выполнения работ по разбурированию с целью эффективной промывки кольцевого пространства. Циркуляционный переводник приводится в действие после посадки в седло сбрасываемого шарика и срезания шпилек.

Высокие обороты, обеспечиваемые забойным двигателем, определяют необходимость применения стабилизатора,

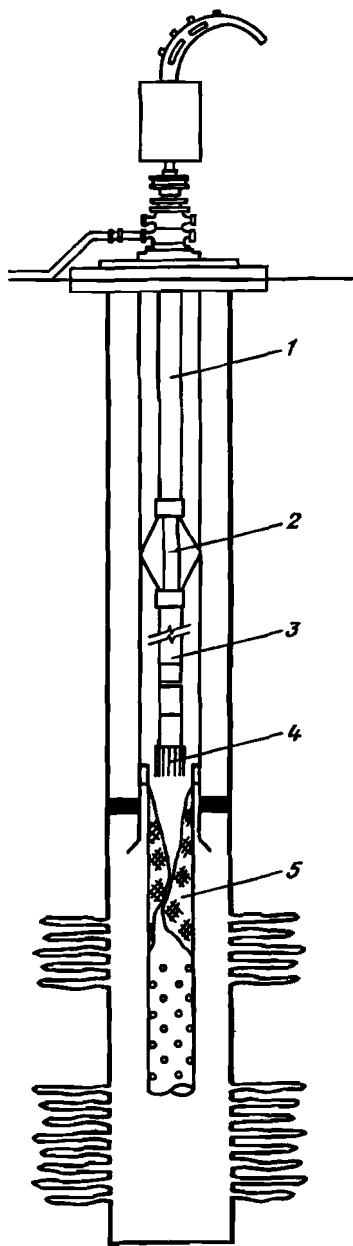


Рис. 5.13. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при разбурировании пробок в полости лифтовых труб:

1 - колонна гибких труб; 2 - стабилизатор (центратор); 3 - забойный двигатель; 4 - породоразрушающий инструмент (долото истирающего типа); 5 - разрушаемая пробка (остатки цемента или плотная песчаная пробка)

который предотвращает вибрацию нижней части КИТ и всего инструмента.

Наземное оборудование состоит из устьевого оборудования, агрегата с КИТ и насосного агрегата с емкостью для технологического раствора. Особенностью устьевого оборудования при разбурировании является наличие шлюза длиной до 12 м, с помощью которого комплект инструмента вводится в скважину.

При необходимости проведения бурения (см. рис. 5.12) в эксплуатационной колонне используют тот же комплект наземного и внутрискважинного оборудования, с тем лишь отличием, что в качестве породоразрушающего инструмента применяют расширитель, ниже которого устанавливают долото малого диаметра ("пилотная фреза"). Последнее служит для задания направления и центрирования расширителя при его работе (рис. 5.14).

В настоящее время разработаны и промышленно используются комплекты инструментов, позволяющие разбуривать пробки в колоннах диаметром до 168 мм при применении забойных двигателей диаметром 73 мм.

При выполнении операций на глубинах, удаленных от башмака колонны лифтовых труб, используют стабилизатор, обеспечивающий взаимодействие с большим, чем в предыдущем варианте компоновки, диаметром труб.

Одним из распространенных видов работ является расширение ствола скважины. Работы подобного типа выполняют при необходимости удаления цементного камня, оставшегося после цементирования перфорационных отверстий, цементных мостов, остатков цемента, который успел затвердеть до того, как раствор был вымыт из полости труб. Достаточно эффективна операция по расширению ствола с целью удаления плотных песчаных пробок.

В качестве технологической (промывочной) жидкости может использоваться техническая или морская вода с небольшими добавками полимеров, например, биоэтан. Закачка загущенной полимером жидкости может проводиться только в процессе интенсивной промывки скважины. После выполнения разбурирования для выполнения этих работ применяют породоразрушающий инструмент типа фрез и расширителей. Из последних наиболее эффективны раздвижные расширители.

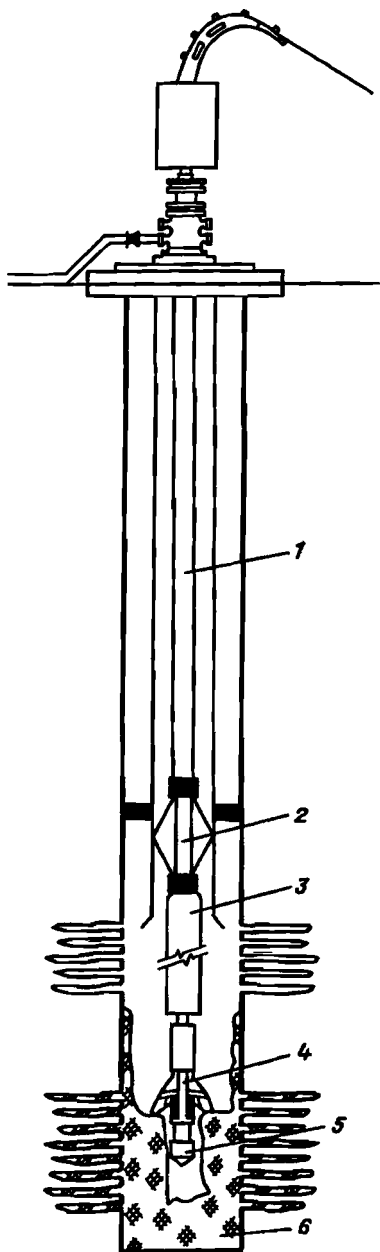


Рис. 5.14. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при работе с расширителем.

1 – колонна гибких труб; 2 – стабилизатор (центратор); 3 – забойный двигатель; 4 – расширитель; 5 – направляющее (пилотное) долото; 6 – разрушаемая пробка

Они бывают двух типов – с фиксируемыми и не фиксируемыми в рабочем положении режущими элементами. Расширители первого типа обеспечивают прохождение суженных участков. Во внутренней полости КГТ создается давление, которое, воздействуя на поршень и перемещая его, обеспечивает перевод режущих элементов в рабочее положение. К недостаткам таких конструкций следует отнести сложность извлечения расширителя после выполнения операций. У расширителей второго типа режущие элементы находятся в выдвинутом положении только при наличии давления в полости КГТ.

Как правило, расширители снабжают пилотной фрезой с меньшим диаметром, чем он сам, и устанавливают ее ниже расширителя. Эта фреза направляет работу расширителя и исключает разрушение стенок колонн труб, в полости которых выполняют бурение.

К описываемой группе работ относятся и случаи использования механических резак (рис. 5.15). Их использование оказывается более эффективным, чем применение взрывных, химических и пескоструйных устройств. Целесообразная область их применения ограничена диаметрами труб до 112 мм. Схема компоновок внутрискважинного оборудования при этом соответствует рассмотренным выше.

Резак представляет собой металлорежущий инструмент с шарнирно закрепленными резцами. Последние имеют гидравлический привод и выдвигаются при включении забойного двигателя. Время выполнения операции для НКТ диаметром 78 мм составляет 10 – 20 мин.

Все перечисленные работы можно выполнять как при функционировании скважины, так и при ее закрытии. В любом случае глушения скважины не требуется. Спуск инструмента в нее проводят на максимальной скорости, а подача технологической жидкости должна быть такой, чтобы не вызвать раскрытие инструмента. Перед посадкой на забой подачу технологической жидкости следует уменьшать до 0,5 – 0,7 л/с. После этого инструмент поднимают в ту зону скважины, где гарантировано отсутствие пробки, цементного камня на стенках труб и других наростов. Именно в этой зоне должен раскрываться инструмент, в противном случае режущие элементы могут не занять своего рабочего положения. Далее увели-

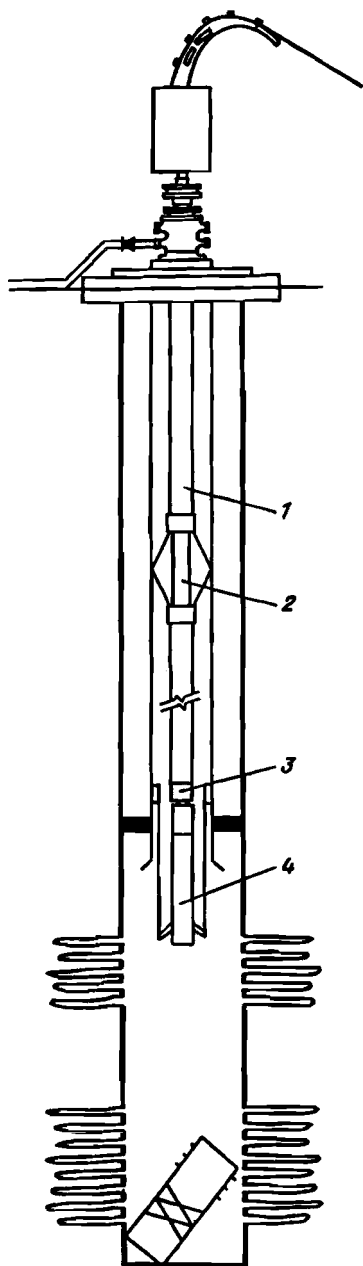


Рис. 5.15. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при работе с механическим резак:

1 – колонна гибких труб; 2 – стабилизатор (центратор); 3 – забойный двигатель; 4 – резак

чивают подачу технологической жидкости до значения, при котором происходит раскрытие инструмента. После этого при номинальной для конкретного применяемого забойного двигателя подаче технологической жидкости начинают разбуривание. В том случае, если породоразрушающий инструмент не нуждается в переводе его в рабочее положение, описанная операция отсутствует.

Наиболее оптимальным режимом работы является непрерывный, т.е. при отсутствии резких падений числа оборотов породоразрушающего инструмента и скачков давления на выходе промывочных насосов. Если вдруг происходит остановка забойного двигателя, то необходимо уменьшить подачу технологической жидкости, приподнять КГТ на 5 – 10 м, возобновить циркуляцию технологической жидкости и медленно опустить колонну до соприкосновения инструмента с забоем. Одним из показателей остановки забойного двигателя является резкое увеличение давления технологической жидкости на 4 – 5 МПа.

Твердые интервалы разбуривают со скоростью 0,3 – 0,6 м/ч, сплошной цемент – при 4,5 – 9 м/ч, остатки цемента на стенках или цементное кольцо – до 15 м/ч. Нагрузка на инструмент плавно повышается по мере начала разбуривания и выхода на установившийся режим и может быть доведена при разрушении песчаных пробок до 4 – 4,5 кН, а твердых интервалов – до 1 кН.

Для повышения эффективности очистки ствола скважины целесообразно после проходки каждые 15 – 30 м пробки прекращать процесс ее разрушения, приподнимать инструмент и проводить интенсивную промывку.

Через 8 – 15 ч работы по разрушению пробки необходимо сделать остановку, поднять инструмент и отрезать 20 – 30 м колонны гибких труб. Эта операция аналогична операциям, выполняемым при ловильных работах. Ее цель – обеспечение дальнейшей работы транспортера и барабана на участке труб, не подверженных усталости. Одновременно с этим осуществляют замену породоразрушающего инструмента и проводят внешний осмотр устройств, входящих в компоновку.

Приведенные выше цифры являются ориентировочными и должны обязательно уточняться с учетом характеристик кон-

кретного оборудования, применяемого при выполнении операции.

5.10. КАРОТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Использование гибких труб открывает новые возможности для выполнения внутрискважинных работ, не связанных с закачиванием через них технологических жидкостей. К таким операциям относятся каротажные исследования, сопровождающиеся необходимостью спуска различных приборов не только в искривленные, но и горизонтальные скважины (рис. 5.16).

Спуск приборов в сильно искривленные скважины на кабеле-тросе затруднен, а в горизонтальную скважину и вообще невозможен, так как зенитный угол оси скважины в 60° является предельным, при котором инструмент и приборы могут, преодолевая силы трения, спускаться в скважину. Использование роликов позволяет увеличить его еще на 10° , однако наличие цементного камня или иных отложений на внутренних стенках труб препятствуют его перемещению. В настоящее время осуществляют исследование скважин, длина горизонтальных секций которых уже достигает 1000 м. Гибкая труба представляет собой идеальное средство доставки оборудования в нужную точку скважины. При этом геофизический кабель располагается внутри трубы и защищен от истирания, что является существенным преимуществом по сравнению со спуском приборов на обычных трубах (U.S.P.D.: № 3401749).

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 жесткостью гибких труб по сравнению с геофизическим кабелем. Измерения можно проводить при спуске и подъеме инструмента, а скорость его перемещения достигает 0,5 м/с.

Одновременно в процессе проведения исследований через колонну гибких труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты. Подачу жидкости осуществляют и

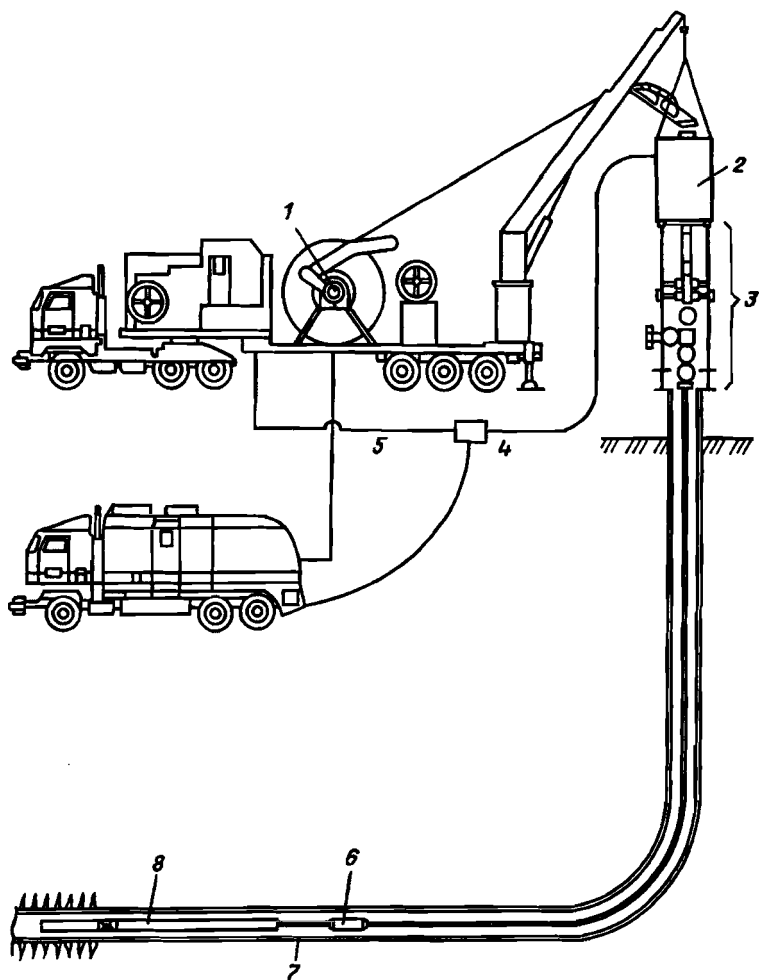


Рис. 5.16. Оборудование, применяемое при каротажных работах:

1 – токосъемник для соединения с кабелем, расположенным внутри КГТ; 2 – транспортер; 3 – оборудование устья; 4, 5 – линии передачи данных соответственно от агрегата и транспортера к самописцам; 6 – центратор; 7 – участок немагнитной трубы; 8 – внутрискважинные приборы для каротажа

для уменьшения сопротивления перемещению приборов в скважине. Естественно, что все эти операции выполняют без предварительного глушения скважины.

На колонне гибких труб помимо приборов могут быть спущены и перфораторы. И только КГТ является средством для их доставки в нужные зоны горизонтальных скважин. Причем, как показывает опыт их использования, одновременно на КГТ могут быть спущены перфораторы, обеспечивающие прострел горизонтальной скважины на интервале до 300 м. К преимуществам использования КГТ для доставки перфоратора следует отнести и снижение гидростатического давления в скважине при их применении по сравнению с давлением, необходимым для осуществления традиционной технологии спуска на кабеле-канате.

Обобщим преимущества применения колонны гибких труб:

- меньшие затраты времени на спускоподъемные операции инструмента, чем при использовании кабеля;
- больший диапазон скоростей перемещения оборудования во время исследований;
- проникновение в любые участки горизонтальных скважин;
- возможность совмещения вызова притока и других операций, связанных с воздействием на пласт, с каротажными исследованиями;
- обеспечение работы в необсаженных скважинах.

Для выполнения каротажных исследований обычно используют трубы диаметром 33 мм, внутри которых заранее размещают многожильный каротажный кабель.

Для соединения каротажных приборов с КГТ применяют специальный переходный узел с циркуляционными отверстиями, срабатывающий при определенной величине давления, шпильки для удержания кабеля и специальный разъем для присоединения кабеля к инструменту.

Для регистрации глубины расположения приборов используют помимо механического дублирующий его электронный счетчик. Это повышает точность проведения работ и упрощает регистрацию информации с помощью электронных средств.

Наземное оборудование должно быть соответствующим образом приспособлено для ведения каротажных работ. Так, узел вертлюга в барабане для намотки гибких труб нужно снабжать дополнительным токосъемником, позволяющим передавать электрические сигналы от кабеля, вращающегося вместе с барабаном, к электронному оборудованию, расположенному в лаборатории.

5.11. ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ

На первом этапе проведения ловильных работ целесообразно попытаться выполнить их с помощью комплекта инструментов, спускаемых на тросе. Если это сделать не удастся, то используют установки с КГТ. Эффект от применения последних заключается прежде всего в развитии большего тягового усилия, чем инструментом, спускаемым с помощью канатной техники. Кроме того, возможность обеспечения циркуляции жидкости облегчает осуществление ловильных операций. И, наконец, если и в этом случае выполнить работы не удастся, применяют традиционные технологии с использованием агрегатов подземного (капитального) ремонта скважин.

К недостаткам технологии с использованием КГТ по сравнению с технологией, реализуемой агрегатами капитального ремонта скважин, относятся невозможность вращения колонны, а также меньшие развиваемые усилия, чем традиционными конструкциями. Так, при использовании КГТ диаметром 44 мм с толщиной стенки 3,2 мм предельное усилие составляет лишь около 170 кН.

Использование КГТ требует применения специальных инструментов, спроектированных с учетом перечисленных особенностей работы с колонной. В настоящее время достаточно широко используют следующие инструменты.

Соединитель. Он необходим для крепления инструмента к колонне гибких труб. Необходимость применения специального соединителя обусловлена невозможностью нарезки на гибких трубах резьбы для передачи усилий. Поэтому использовать резьбовые соединения, подобные применяемым при работе с НКТ, нельзя. В основном используют клиновые конструкции.

Обратный клапан. Он нужен для исключения противотока жидкости из полости скважины в КГТ. Особенностью конструкции обратного клапана является то, что он должен обеспечивать пропуск шаров, приводящих в действие гидравлические устройства, например, разъединитель.

Ловильный инструмент. Спускаемый на КГТ инструмент имеет конструкцию, схожую с известными, и включает ту же номенклатуру: фрезеры, крюки, овершоты, захваты и т.п.

Овершот требуется для захвата извлекаемых предметов за наружную поверхность. К этому же классу инструментов относятся спираи, обеспечивающие захват за внутреннюю поверхность. Оба типа инструментов должны иметь гидравлический привод, нужный для освобождения предмета в том случае, если его извлечение на КГТ невозможно.

Гидравлический разъединитель. Это устройство обеспечивает отделение спущенного инструмента от КГТ. В настоящее время существуют разъединители, не подверженные влиянию ударных нагрузок, имеющих место при выполнении ловильных работ. Основной конструктивный принцип подобных устройств – наличие срезных шпилек.

Конструкции разъединителей позволяют устанавливать их и выше, и ниже забойных двигателей. В последнем случае они размещаются между двигателем и овершотом. Срабатывание разъединителя происходит при срезании шпилек нормированным усилием, направленным вверх.

Гидравлический ясс. Поскольку использование механических яссов при работе с колонной гибких труб практически невозможно, применяют конструкции, основанные только на гидравлическом принципе действия.

Ускоритель. Это устройство используют совместно с гидравлическим яссом, с его помощью увеличивают усилия, создаваемые при ударе.

Забойный двигатель. Необходимость вращения инструмента при выполнении ловильных работ встречается достаточно часто. Без него нельзя обойтись во время работ в скважинах диаметром более 150 мм. Поскольку для проведения рассматриваемых операций не требуется наличия высокого крутящего момента, как, например, при бурении, то становится возможным применять винтовые двигатели уменьшенной длины.

Шарнирные отклонители и кривые переводники. Если в скважине извлекаемые предметы малых размеров располагаются не на ее оси, то данные устройства обеспечивают возможность их захвата независимо от места расположения на забое.

Гидравлические центраторы. Инструмент обеспечивает расположение и самого себя, и соединенных с ним устройств по оси скважины.

Разнообразие условий выполнения ловильных работ предопределяет и соответствующие им компоновки инструментов, спускаемых на КГТ. В то же время можно говорить и о типовой компоновке, которая включает в себя следующие инструменты (описание дано сверху вниз): соединитель с ловильной шейкой, обратный клапан, ускоритель, тяжелый низ, ясс, гидравлический разъединитель, гидравлический двигатель, кривой переводник, центратор и ловильный инструмент. В качестве последнего могут использоваться овершот, кольцевой фрезер, крюк и т.п. Основным фактором, ограничивающим номенклатуру применяемых инструментов, является длина лубрикатора, монтируемого на устье скважины и обеспечивающего их спуск в скважину. Поэтому или ускоритель, или утяжелитель, имеющие значительные осевые габариты, могут исключаться из указанной компоновки.

Указанное ограничение обуславливает и конструктивные особенности агрегатов, работающих с КГТ и применяемых для ловильных работ. Одно из основных требований к ним – высокое расположение транспортера над устьевой арматурой и возможность размещения между ними лубрикатора, максимальная длина которого составляет 12 м. Конструкция применяемого лубрикатора для описываемых операций аналогична конструкциям, используемым в канатной технике. Основное отличие ее заключается в том, что в верхней части лубрикатора вместо уплотнителя проволоки или каната располагают устьевой герметизатор гибкой трубы (рис. 5.17).

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, а также получены фактические значения давлений и расходов, при которых они срабатывают.

В процессе проведения ловильных работ необходимо следить за состоянием участков колонны труб, которые многократно деформируются при прохождении направляющей и намотке на барабан. В зависимости от состояния КГТ и степени ее усталости через 20 – 50 попыток захвата следует поднять колонну, отрезать 25 – 30 м трубы и только после этого продолжать работу. Подобная операция позволяет переместить участок труб, ослабленных при выполнении ловильных операций.

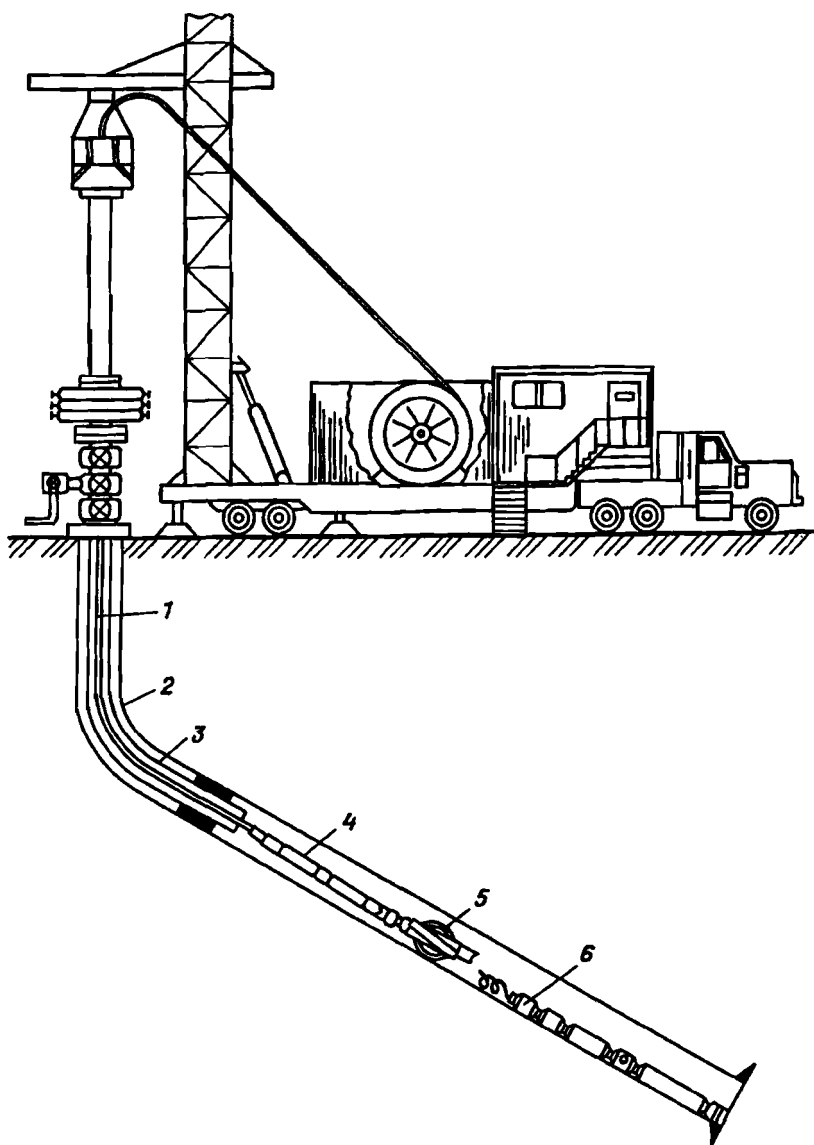


Рис. 5.17. Оборудование, применяемое при ловильных работах.

Колонны: 1 – гибких труб, 2 – эксплуатационная, 3 – насосно-компрессорных труб; 4 – забойный двигатель; 5 – ловильный инструмент; 6 – извлекаемый из скважины предмет

5.12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Как уже было описано ранее колонны гибких труб могут быть использованы в качестве обсадных и эксплуатационных колонн, хвостовиков, забойных щелевых фильтров, рабочих колонн для намыва гравийного фильтра, а также выкидных линий и трубопроводов. Постоянную эксплуатацию газовых скважин по стационарно установленной КГТ осуществляют для обеспечения высокой скорости восходящего потока и выноса жидкости из скважины.

Аналогичная задача может быть решена и при эксплуатации нефтяных скважин с достаточно большим газовым фактором. При работе с лифтовыми колоннами относительно больших диаметров (60,3 и 73 мм) эффект от наличия газовых пузырьков, поднимающихся вверх, незначителен. При уменьшении диаметра колонны до 33 и 38 мм эффективность природного газлифта резко возрастает и скважина может перейти в режим фонтанирования. Опыт такого перевода отдельных скважин на месторождении Прадхо-Бей показал, что после спуска в них КГТ диаметром 50,8 мм на глубину от 1520 до 2290 мм, пуска в эксплуатацию с использованием газлифта и достижения стационарных показателей стало возможным работать в фонтанирующем режиме [24].

Большинство КГТ спускают в скважину без пакера, однако в настоящее время разработано два варианта схем, позволяющих работать с пакером. Первая предусматривает оснащение нижнего конца посадочным ниппелем, который должен взаимодействовать с ответной деталью, установленной на пакере, предварительно размещенном в скважине. Имеется опыт спуска подобного устройства на ранее установленный пакер. Его выполняли с помощью канатной техники.

Второй вариант более перспективен. Он предусматривает спуск пакера на колонне труб, как это делают при традиционных технологиях установки пакера на колонне НКТ. Обязательным условием при этом является использование разъединителя, который срабатывал бы без вращения колонны с поверхности. Это же относится и к технологии установки, и съема пакера.

Спуск КГТ в качестве лифтовой колонны эффективен и в тех случаях, когда последняя негерметична. При этом экс-

плуатацию можно продолжить без проведения подземного ремонта скважины.

К области использования КГТ для эксплуатации скважин относится применение струйных насосов, спускаемых на колонне гибких труб.

5.13. УСТАНОВКА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ

Предотвратить вынос частиц породы, из которых сложен продуктивный пласт, или иначе песка можно с помощью либо механических фильтров, либо крепления призабойной зоны различного рода веществами, соединяющими частицы пласта и увеличивающими таким образом его прочность.

К механическим относятся различного рода сетчатые, спиральные и другие фильтры, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности.

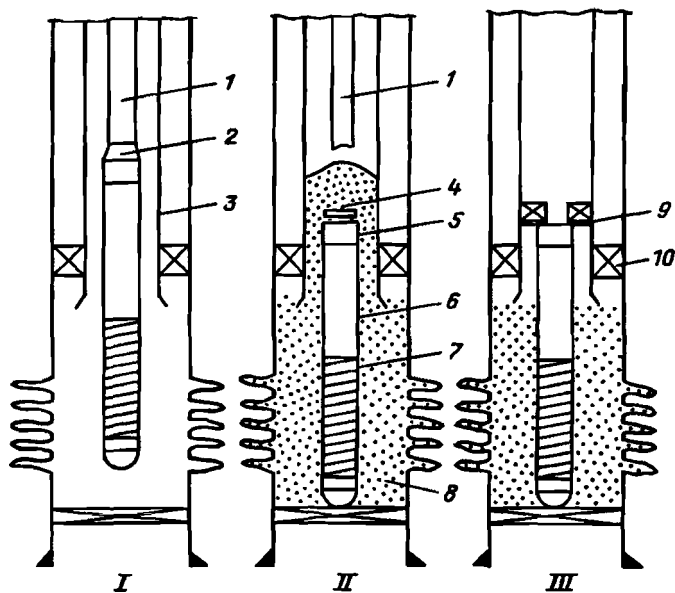
Намыв гравийного фильтра целесообразно выполнять с применением КГТ в тех случаях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал и использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а пласт характеризуется высоким давлением и глушение его нежелательно. Выбор гранулометрического состава гравийного фильтра осуществляют из тех же соображений, что и при традиционной технологии.

Наиболее широко применяют гравийные фильтры с верхней и нижней намывкой. В обоих случаях в центральной части располагают механический фильтр, представляющий собой трубу с просверленными отверстиями, обмотанными проволо-

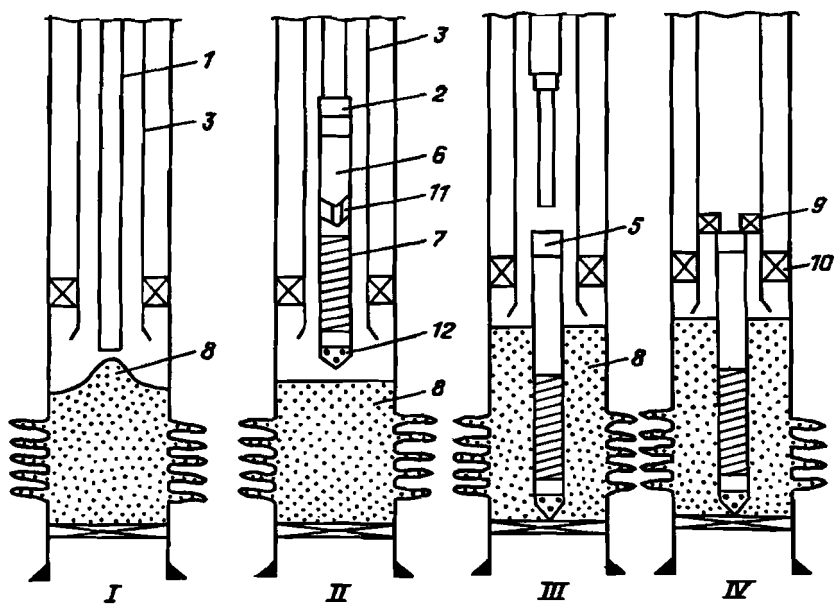
Рис. 5.18. Последовательность создания гравийного фильтра с верхней (а) и нижней (б) намывкой.

а: I – спуск забойной компоновки на КГТ и ее подвешивание в nipple фонтанной арматуры, II – установка забойной компоновки на забой, III – фиксация фильтра; *б:* I – намывка песка гравийного фильтра на забой и в перфорационные отверстия, II – спуск забойной компоновки на КГТ, III – установка фильтра на забой и его отделение от КГТ, IV – фиксация фильтра; 1 – колонна гибких труб; 2 – освобождающий инструмент; 3 – колонна лифтовых труб; 4 – пробка; 5 – приемная втулка; 6 – сплошная труба; 7 – металлический фильтр; 8 – песок, намытый в гравийный фильтр; 9 – пакерующий элемент с якорем; 10 – пакер эксплуатационный; 11 – колонна гибких труб малого диаметра; 12 – промывочная головка

a



b



кой или металлокерамическим фильтром. Длина механического фильтра должна превышать продуктивную зону пласта на 3 м. Его внутренний диаметр составляет 19 – 32 мм при условном диаметре лифтовой колонны, через которую спускается фильтр, 73 мм. Конструкцию гравийного фильтра следует выбирать с учетом условий эксплуатации скважины, а также возможности его извлечения в дальнейшем.

Последовательность операций при создании гравийного фильтра и использовании верхней намывки следующая (рис. 5.18, а). Через лифтовую колонну, ранее находящуюся в эксплуатационной скважине, спускают механический фильтр. Он опирается на забой скважины (естественный или искусственный), получаемый в результате установки цементного моста. Если диаметр эксплуатационной колонны большой, то фильтр целесообразно снабжать центраторами, обеспечивающими его коаксиальное расположение в скважине и сохранение осью прямолинейности. Механический фильтр имеет в верхней части пробку-заглушку. Оставляемая на забое компоновка соединяется с колонной гибких труб посредством разъединителя. (Конструкция разъединителя может быть, например, со срезными штифтами, находящимися под внутренним давлением после сбрасывания шара.) Пробка-заглушка может быть установлена и после отделения оставляемой на забое компоновки. Далее через КГТ проводится намыв необходимого количества песка.

После этого с использованием канатной техники удаляют пробку-заглушку и в верхней части механического фильтра устанавливают уплотнительный узел. На этом работы заканчивают.

При использовании технологии нижней намывки сначала намывают на забой песок, а затем устанавливают на место фильтр (рис. 5.18, б). Для обеспечения прохода последнего через намытый слой песка в его нижней части размещают промывочный башмак.

5.14. НАЗЕМНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Увеличение объемов производства гибких труб приводит к снижению их стоимости. В настоящее время стоимость КГТ диаметром 50 мм и более сопоставима со стоимостью труб,

поставляемых в виде отдельных секций и свариваемых на трассе трубопровода. Безусловным преимуществом КГТ является более высокое качество сварных швов, отсутствие (или несопоставимо меньшее количество) поперечных швов, возможность проверки герметичности трубопровода на месте изготовления.

Кроме того, на внутреннюю и внешнюю поверхности труб могут быть нанесены различного рода покрытия непосредственно в заводских условиях.

Все это предопределяет возможность использования КГТ в качестве выкидных линий скважин, трубопроводов для воды и т.п. Так, в Луизиане была развернута выкидная линия длиной 1520 м, проложенная по дну водоема глубиной 23 м.

Таким образом, массовое использование гибких труб как бы замыкает историческую спираль, начавшуюся при прокладке трубопроводов через Ла-Манш и развивающуюся в настоящее время в промышленности.

6. БУРОВЫЕ РАБОТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

6.1. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

Колонны гибких труб при бурении применяют для:

- бурения новых неглубоких скважин до 1800 м с диаметром ствола до 216 мм;
- забуривания второго или нескольких стволов, которые могут быть вертикальными. Однако наибольший эффект достигается при бурении наклонно-направленных и горизонтальных отводов от основного ствола. Колонна гибких труб обеспечивает набор кривизны до 10°/10 м. Проходимость с помощью КГТ горизонтальных участков в 1993 – 1995 гг. превышала 300 м при диаметре колонны 50,8 мм, а к настоящему времени она увеличена до 500 – 600 м при диаметрах 60,3 и 73 мм и в перспективе будет доведена до 1000 м;
- повторного вскрытия пластов при углублении скважины;
- бурения части ствола скважины с обеспечением режима депрессии на забое.

Все указанные операции можно выполнять без глушения скважины, через ствол которой ведутся работы, даже в режиме депрессии на забое. Достигается это при минимальном ухудшении коллекторских свойств продуктивного пласта. Причем вскрытие последнего и бурение в нем скважины совместимы с процессом добычи. Это позволяет исключать проведение каких-либо работ по вызову притока и освоение скважины. Отсутствие необходимости в выполнении этих операций повышает эффективность работ не только в инженерном, но и в экономическом плане.

В процессе бурения пластов с высокой проницаемостью и низким пластовым давлением уменьшается количество случаев поглощения промывочной жидкости, потерь циркуляции и проявления других особенностей, поскольку процесс бурения с использованием КГТ ведется при минимально возможном давлении.

Промышленное применение гибких труб в бурении началось в 90-е годы. Если в 1991 г. в США было пробурено всего 3 скважины, то к 1994 – уже 150, а к настоящему времени их общее число приблизилось к 200. В Канаде за этот же период было пробурено 39 скважин.

Буровое оборудование, использующее КГТ, достаточно компактно, буровая вышка в большинстве случаев отсутствует. По существу, агрегаты, входящие в комплекс оборудования для бурения, представляют собой масштабно увеличенные агрегаты, применяемые для подземного ремонта. Кроме того, в комплекс входят передвижные установки, обеспечивающие подготовку и очистку бурового раствора. В качестве промывочной можно использовать жидкость на углеводородной основе, в простейшем случае отфильтрованную и отсепарированную нефть. В связи с этим снижаются расходы на приготовление и очистку бурового раствора. Кроме того, отпадают проблемы, связанные с утилизацией отработанного раствора. Для размещения комплекса достаточно иметь площадь в 800 м², вместо 1500 м² для малогабаритных буровых установок традиционной конструкции.

Помимо этого, при применении КГТ экономится время за счет ускорения процесса спуска и подъема колонны для смены долота.

Аварийные ситуации при наращивании труб во время проходки скважины не возникают, поскольку эти операции отсутствуют. Снижению опасности проведения всех буровых работ способствует непрерывный контроль за процессом бурения как на поверхности, так и непосредственно на забое с помощью специального оборудования.

Так же как и при проведении подземного ремонта скважин, применение КГТ сокращает случаи травматизма и обеспечивает выполнение жестких требований по охране окружающей среды.

Для специализированных буровых работ используют гибкие трубы с наружным диаметром не менее 60,3 мм. Хотя

достаточно широко применяют и трубы с наружным диаметром 38,1, 44,5, 50,8 мм. Оптимальными диаметрами труб являются 89 и 114 мм.

Вращение породоразрушающего инструмента обеспечивается забойным двигателем, который установлен на гибкой трубе и имеет свои особенности, обусловленные малой жесткостью КГТ при работе на кручение, изгиб и сжатие. Кроме того, при использовании колонны гибких труб отсутствует возможность применения утяжеленных бурильных труб. Это накладывает ограничения и на выбор оборудования, и на режимы бурения из-за:

- малой нагрузки на породоразрушающий инструмент;
- незначительного крутящего момента, который должен развивать двигатель;
- высоких оборотов двигателя, так как в противном случае мощность, подводимая к породоразрушающему инструменту, будет низкой.

Сказанное выше указывает на недостатки при использовании КГТ в бурении. К ним относятся более низкая скорость проводки, необходимость уменьшения диаметров скважин, незначительные сроки службы и долот, и забойных двигателей малого диаметра. Однако эти отрицательные моменты при проведении дополнительных работ можно либо полностью, либо в достаточной степени устранить.

Важно иметь в виду, что экономический эффект от использования КГТ в бурении весьма высок. Например, стоимость бурения одной горизонтальной скважины на Аляске при бурении обычными установками составляет 2200 тыс. дол., а при использовании в аналогичных условиях установки с КГТ — 500 тыс. дол.

Перечисленные ограничения обуславливают и выбор режимов работы, например, использование забойного двигателя большой мощности может привести к скручиванию колонны гибких труб, при этом ее угловые деформации могут достигать 6 – 7 полных оборотов нижнего сечения относительно верхнего на каждые 1000 м длины. При уменьшении нагрузки на долото, например, при подъеме труб, бывают случаи самопроизвольного раскручивания колонны в противоположную сторону, что вызывает самоотворот резьбового соединения забойного двигателя.

В зависимости от применяемого диаметра КГТ и класса буровой установки забойное оборудование может быть достаточно простым и содержать соединительную муфту, стабилизатор, забойный двигатель и породоразрушающий инструмент. Подобный комплект инструментов используют при трубах диаметром 33 – 55 мм. При применении труб с диаметром 60,3 мм и выше в компоновку входят соединительная муфта, обеспечивающая переход от КГТ к забойной установке, направляющий инструмент (в виде одной трубы с увеличенной толщиной стенки), предохранительный разъединитель, немагнитный переводник, измерительный прибор с источником гамма-излучения, немагнитная утяжеленная буровая труба (УБТ), буровой забойный двигатель объемного типа с регулируемым отклонителем и долото.

При работе с КГТ обязательным элементом внутрискважинной компоновки является стабилизатор. Он воспринимает часть радиальных усилий, возникающих в процессе работы, позволяет уменьшать амплитуду колебаний и в итоге снижает величины циклических напряжений, действующих на участке гибкой трубы, расположенной непосредственно над двигателем.

Для исключения аварийного усталостного разрушения трубы периодически следует отрезать ее участок в нижней части, так как здесь материал устает в наибольшей степени.

6.2. ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Выбор долота при бурении с использованием гибких труб обусловлен режимом работы забойного двигателя – малая осевая нагрузка и большая частота вращения. В этом случае шарошечные долота малоэффективны и поэтому не применяются, тем более что срок их службы в подобном режиме работы чрезвычайно низок.

Для разбуривания цемента и породы лучше всего подходят долота истирающего типа, армированные алмазами или вставками из карбида вольфрама. К основным характеристикам долота относятся его марка, диаметр, перепад давления на нем.

ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ

При выполнении буровых работ и удалении пробок применяют забойные двигатели двух типов – объемного и динамического действия. К первым относятся винтовые и аксиально-поршневые двигатели, ко вторым – турбобуры. Наиболее целесообразно использовать забойные двигатели объемного действия, а из них предпочтительнее винтовые, поскольку последние обладают более приемлемой характеристикой для условий работы с КГТ. Кроме того, для их привода необходим меньший расход технологической жидкости, что важно, как будет показано ниже, для обеспечения прочности колонны.

Характеристики наиболее типичных забойных двигателей приведены ниже:

Марка двигателя	Д-42	Д-48	Д1-54	ДГ-60	Д-85
Диаметр наружный, мм	42	48	54	60	85
Диаметр долот, мм	59	59–76	59–76	76–98,4	98,4–120,6
Расход рабочей жидкости, л/с	0,3–0,5	1,2–2,6	1–2,5	1–2	4,8
Перепад давления на двигателе, МПа	2–4	4–5	4,5–5,5	4,5–5,5	5,5

6.3. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

В настоящее время применяют два типа буровых установок – снабженные вышкой и без нее.

Буровая установка фирмы "Canadian Francmaster Ltd." [25] состоит из четырех блоков – пульта управления, расположенного на отдельной транспортной базе, блока с барабаном гибкой трубы, смонтированного на трейлере, блока, включающего основание, транспортер и П-образную мачту, блока мостков, размещенных на отдельном трейлере.

По существу буровая установка с использованием КГТ аналогична агрегату, предназначенному для работы с КГТ малых диаметров (см. разд. 2). Однако в данном случае увеличение массы комплектующего оборудования, габаритов, усилий, действующих в процессе функционирования установки, приводит к ее разрастанию. В результате весь комплект перевозят на четырех транспортных единицах. Сюда не входят

блок для приготовления бурового раствора, насосные агрегаты для последнего и закачки азота, а также емкость для его хранения.

Рассматриваемое оборудование имеет следующие конструктивные особенности.

Колонна гибких труб снабжена каротажным кабелем и двумя трубопроводами малого диаметра для подачи жидкости гидропривода к забойному оборудованию.

Последнее включает управляемый с поверхности отклонитель долота, обеспечивающий оперативный выбор направления бурения. Кроме того, в забойном оборудовании размещается блок ориентации, позволяющий определять фактическое направление бурения скважины и передавать соответствующую информацию на пульт управления. Оно содержит также комплект датчиков, регистрирующих и передающих в виде электрических сигналов на пульт управления информацию о величине забойного давления, результатах гамма-каротажа, расходе жидкости, текущей по внутренней полости КГТ и кольцевому пространству. С помощью кабельной телеметрии осуществляется передача всех сведений в режиме реального времени на пульт управления.

Пульт управления оборудован комплексом обычных приборов, регистрирующих режим бурения, закачки жидкости и протекания всех других процессов, а также бортовой ЭВМ, в которую закладывают программу бурения. При выполнении работ ведут непрерывный контроль за положением долота, направлением проводки скважины, физическими свойствами разбуриваемой породы, изменением расходов бурового раствора и жидкости, поступающей из пласта. Все эти данные отражаются на экране дисплея оператора. Режим работы бурового агрегата, в частности, направление бурения ствола скважины могут задаваться оперативно, например, с помощью "мыши" ЭВМ.

Все это создает эффект присутствия оператора в скважине и представления им места в разбуриваемом пространстве пласта. Постоянно поступающая информация о состоянии окружающей среды позволяет принимать достаточно быстро обоснованные решения по управлению процессом бурения. Создание подобного оборудования по важности решаемых проблем и уровню их решения пре-

восходит некоторые космические программы, реализованные к настоящему времени.

Буровой агрегат подобной конструкции позволяет работать с КГТ диаметром 60,3 или 73 мм. Грузоподъемность мачты с талевой системой – 680 кН.

Использование подобной буровой предполагается после проводки вертикального участка скважины с использованием традиционных технологий. Его бурят на глубину, практически достигающую кровли пласта, без вскрытия последнего. Затем выполняют весь комплекс работ по обсаживанию, цементированию, оборудованию устья скважины колонной головкой. Диаметр эксплуатационной колонны составляет 144 – 168 мм.

Для вскрытия пласта наклонными ответвлениями или горизонтально расположенными стволами на устье пробуренной скважины монтируют описываемый буровой агрегат. На трубной головке закрепляют блок превенторов, содержащий (снизу вверх) секцию с глухими срезающими плашками, секцию с фланцами для подвода жидкости глушения, секцию с трубными плашками, секцию с удерживающими плашками, универсальный превентор с эластичным уплотняющим элементом, лубрикатор и уплотнитель КГТ. Эта сборка имеет высоту порядка 6 м.

На блоке превенторов монтируют транспортер, конструкция которого содержит два ряда цепей с плашками, захватывающими трубу. Над ней располагают отклонитель.

Помимо описанной буровой установки существуют более компактные, предназначенные для работы с меньшими диаметрами труб. Их характерной особенностью является отсутствие мачты. Все оборудование таких установок размещается на одной транспортной единице (кроме блока подготовки и обработки бурового раствора). Основным отличием этих установок от агрегатов, предназначенных для проведения подземного ремонта, является более высокая установка транспортера, обусловленная необходимостью наличия шлюза достаточно большой длины, обеспечивающего спуск в скважину инструментов, входящих в состав буровой головки. Это, в свою очередь, требует грузоподъемного устройства, удерживающего транспортер во время работы с большей высотой подъема.

6.4. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ

Основными параметрами насосной установки агрегата являются развиваемое давление перекачиваемой технологической жидкости $p_{\max}$ и ее подача $Q_{\max}$.

Алгоритм расчета этих параметров следующий.

1. определяют необходимую подачу технологической жидкости. Эту величину принимают в соответствии с маркой используемого забойного двигателя;

2. выбирают технологическую жидкость, с использованием которой будут осуществлять работы. При разрушении пробки в стволе скважины в качестве технологической жидкости можно использовать воду с необходимыми добавками. При бурении горизонтального участка скважины, и особенно в зоне продуктивного пласта, желательно применять технологическую жидкость на углеводородной основе, обычно для этого служит очищенная нефть;

3. определяют схему внутрискважинного оборудования, в соответствии с которой выполняют расчет гидродинамических потерь при прокачивании технологической жидкости по каналам в скважине. Эти потери складываются из следующих составляющих:

$\Delta p_{г.т}$ — гидродинамических потерь при прокачивании технологической жидкости по колонне гибких труб. Так как колонны независимо от глубины бурения характеризуются постоянной длиной, то для каждого режима эта величина имеет определенное значение;

$\Delta p_{вр}$ — гидродинамических потерь восходящего потока технологической жидкости в вертикальном участке скважины — кольцевом пространстве между колонной гибких труб и эксплуатационной колонной;

$\Delta p_{нк}$ — гидродинамические потери восходящего потока технологической жидкости в наклонном участке скважины — кольцевом пространстве между стенками пробуренного участка скважины и эксплуатационной колонной;

$\Delta p_{дв}$ — перепада давления на забойном двигателе при проводке скважины;

$\Delta p_{дл}$ — перепада давления на породоразрушающем инструменте (гидромониторные насадки долота и т.д.);

$\Delta p_{\text{мф}}$ – гидродинамических потерь в манифольде насосного агрегата (линии приема отработанной технологической жидкости, всасывающие и нагнетательные трубопроводы насосов). Обычно эти потери составляют весьма малую долю в общем балансе и в практических расчетах ими можно пренебречь.

4. Определяют давление, необходимое для ведения данного технологического процесса. Его величина

$$p = \sum_{i=1}^n \Delta p_i,$$

где Δp_i – гидродинамические потери и перепады давления, имеющие место в данном конкретном технологическом процессе. Например, при проведении буровых работ потери будут складываться из всех составляющих, перечисленных выше. При разрушении пробки в эксплуатационной колонне величина $\Delta p_{\text{нк}}$ будет равна нулю.

Расчет гидродинамических потерь на каждом участке однотипен.

Величины перепадов давлений на забойном двигателе выбираются согласно характеристикам долот и двигателей.

5. Выполняют проверочный прочностной расчет колонны гибких труб для верхнего опасного сечения. При этом должны быть учтены напряжения от собственного веса труб, спущенных в скважину, напряжения, вызванные действием расчетного давления технологической жидкости, и касательные напряжения, обусловленные реактивным моментом, возникающим при работе забойного двигателя.

Нормальные напряжения от собственного веса труб (без учета действия Архимедовой силы, что идет в запас прочности колонны)

$$\sigma_{\text{в}} = \gamma_{\text{тр}} L_{\text{тр}},$$

где $\gamma_{\text{тр}}$ – удельный вес материала колонны гибких труб; $L_{\text{тр}}$ – длина гибкой трубы, спущенной в скважину.

Напряжения, обусловленные давлением технологической жидкости,

тангенциальные

$$\sigma_t = p_{\text{ж}} R / \delta_{\text{тр}},$$

меридиональные

$$\sigma_m = p_{\text{ж}} R / 2\delta_{\text{тр}},$$

где $p_{\text{ж}}$ – давление технологической жидкости; $R = (d_{\text{тр.н}} + d_{\text{тр.в}}) / 2$ – радиус срединной поверхности трубы; $\delta_{\text{тр}} = (d_{\text{тр.н}} - d_{\text{тр.в}}) / 2$ – толщина стенки трубы.

Касательные напряжения, обусловленные реактивным моментом,

$$\tau = M_{\text{кр}} / W_{\rho},$$

где $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент; $W_{\rho} = 2\pi\delta_{\text{тр}}R$ – полярный момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Главные напряжения определяются по следующим формулам:

$$\sigma_1 = 0,5[\sigma_{\alpha} + \sigma_{\beta} + ((\sigma_{\alpha} + \sigma_{\beta})^2 + 4\tau^2)^{1/2}];$$

$$\sigma_2 = 0,5[\sigma_{\alpha} + \sigma_{\beta} - ((\sigma_{\alpha} + \sigma_{\beta})^2 + 4\tau^2)^{1/2}];$$

$$\sigma_3 = -p_{\text{ж}}.$$

В этих выражениях

$$\sigma_{\alpha} = \sigma_m + \sigma_{\beta};$$

$$\sigma_{\beta} = \sigma_t.$$

6. Проверяют КГТ на соответствие условию прочности по третьей или четвертой теориям прочности. При этом определяют эквивалентное напряжение в опасном сечении

$$\sigma_{\text{экв3}} = \sigma_1 - \sigma_3;$$

$$\sigma_{\text{экв4}} = (0,5)^{1/2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]^{1/2}.$$

Если при расчетах по четвертой теории прочности пренебречь величиной p_* и считать напряженное состояние плоским, то последняя формула приобретает более простой вид:

$$\sigma_{\text{экв}} = (\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1\sigma_2)^{1/2}.$$

Эквивалентные напряжения, получаемые с использованием третьей теории прочности, обычно имеют большее значение. Для получения достаточно надежных результатов лучше всего вычисления проводить по обеим теориям.

Условие прочности будет соблюдено в том случае, если выполняется неравенство

$$\sigma_{\text{экв}} \leq \sigma_T/n,$$

где n – коэффициент запаса прочности.

Наибольшую сложность при проведении расчетов на прочность для гибкой трубы представляет определение реального значения предела текучести и коэффициента ее запаса. Учитывая то, что в процессе наматывания и разматывания трубы на барабане напряжения достигают предела текучести, коэффициент запаса прочности можно принимать близким к единице – 1,05 – 1,1.

Более сложным представляется определение предела текучести, величина которого в процессе эксплуатации трубы изменяется вследствие старения материала и его охрупчивания. Для работы с новой трубой могут быть приняты паспортные значения, взятые из сертификата на материал трубы.

В том случае, если материал трубы не удовлетворяет условию прочности, следует уменьшить рабочее давление до приемлемого уровня. Практически при проведении бурения можно варьировать только этой величиной. Снижение давления может быть обеспечено либо за счет уменьшения подачи технологической жидкости, либо замены забойного двигателя на модель, требующую меньшего расхода последней и, следовательно, предопределяющей меньшие гидродинамические потери, либо использования колонны гибких труб большего диаметра. Последний вариант чреват возникновением организационных проблем, поскольку требует переналадки агрегата –

установки барабана с большим диаметром гибких труб и сменного рабочего диаметра труб инжектора.

Для вновь принятого варианта диаметров труб, давлений и подач технологической жидкости должны быть повторно проведены все расчеты.

6.5. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

В процессе бурения часть колонны гибких труб находится под действием осевой сжимающей нагрузки. Последняя определяется силами трения, действующими в направлении, противоположном перемещению колонны, т.е. снизу вверх, а также реактивным усилием, вызванным взаимодействием долота с материалом разрушаемой пробки или породы. В результате, как и при бурении скважины с использованием традиционной технологии, нижняя часть колонны находится в сжатом состоянии. Отличие заключается в том, что сечение с нулевой осевой нагрузкой при использовании гибких труб располагается выше по сравнению с традиционной технологией, поскольку в рассматриваемом случае не используют утяжеленные бурильные трубы.

Отсутствие последних сказывается и на том, что достаточно большая часть колонны гибких труб теряет устойчивость под действием сжимающей нагрузки и принимает спиралевидную форму. При этом увеличиваются силы трения трубы о стенки скважины или внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны и соответственно возрастают усилия, необходимые для перемещения трубы по направлению к забою, т.е. процесс идет лавинообразно.

Для уменьшения эффекта потери устойчивости КГТ разрабатывают новые устройства и на их базе новые технологии ведения работ. Например, для перемещения колонны в горизонтальном участке скважины используют эффект ее "закачки". В ряде случаев в начале горизонтального участка направляют втулку с заплечиками, на которые опираются специальные внутрискважинные движители.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эта работа является, по существу, первой публикацией, в которой сделана попытка обобщить опыт зарубежных фирм и отечественных организаций по созданию и внедрению новой техники, основанной на использовании колонн гибких труб. Значительную роль в создании этого оборудования сыграло ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" и, прежде всего, входящее в него ТПП "Когалымнефтегаз". Руководство этих предприятий, учитывая высокую эффективность нового направления, стало для выполнения ремонтов скважин не только приобретать импортную технику, но и организовало работу по проектированию и изготовлению отечественного оборудования аналогичного назначения.

С самого начала был принят курс на создание новых оригинальных конструкций, основанных на использовании отечественной элементной базы. При этом был проделан трудный путь от изготовления и эксплуатации оборудования с механическим приводом до создания полностью гидрофицированных установок.

Помимо технических разработок, большое внимание уделялось развитию производственных мощностей для изготовления отечественных гибких труб ("ЛУКтрубмаш", г. Челябинск), а также новых технологий. Например, впервые в мировой практике в ТПП "Когалымнефтегаз" начали выполнять операции подземного ремонта, связанные со спуском колонны гибких труб в кольцевое пространство скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами.

В настоящее время развитие данного направления техники в нашей стране идет быстрыми темпами, все, что нужно для этого, в России есть – кадры высокой квалификации и производственные мощности. Имеется также и насущная потребность на промыслах в новом оборудовании, обеспечи-

вающем повышение производительности труда, снижающем производственные расходы и повышающем культуру производства.

Решение этой задачи будет реализовано только в результате совместных усилий проектировщиков, изготовителей агрегатов и гибких труб, и, наконец, потребителей оборудования. А это осуществимо, в частности, при обеспечении информационной поддержки развития данного направления, для чего и написана настоящая работа.

Авторы надеются, что их скромный труд будет способствовать прогрессу отечественного нефтепромыслового оборудования и заранее благодарят читателей за рекомендации, пожелания и возможные замечания.

ПРИЛОЖЕНИЕ

РЕЗУЛЬТАТЫ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ЗАРУБЕЖНЫЕ ПАТЕНТЫ

Первые попытки применения непрерывных колонн гибких труб для нефтяной промышленности были проведены в США. В конце 40-х годов было запатентовано несколько конструкций установок для спуска в скважины под давлением непрерывных колонн труб небольшого диаметра или кабелей.

U.S. PATENT DOCUMENTS (в дальнейшем P.D.): N 2.285.485; 11/1946 МКИ, E21B37.

Позднее были запатентованы различные концепции бурения с использованием непрерывных армированных проволокой шлангов и гибких колонн НКТ. Хотя они и запатентованы в начале 50-х годов, нет никаких данных, свидетельствующих о практическом изготовлении или испытании оборудования на их основе в то время.

U.S. P.D.:N 2.813.346; 4/1955; U.S.Cl-166/240 1, 134/167 C;

U.S. P.D.: N 2.9 59.905; 2/1959; U.S.Cl-166/352.

(U.S.Cl – национальная патентная классификация США).

Современные конструкции головок для подачи в скважины гибких колонн НКТ базируются на использовании разработанного в начале 60-х годов устройства, дающего возможность разворачивать антенны радиосвязи на поверхности моря с подводных лодок, находящихся в погруженном состоянии. Специалисты фирмы "Bowen Tools" создали вертикальное неповоротное цепное устройство на тракторном ходу, названное A/N Bra-18A, позволяющее разворачивать заключенную в полиэтиленовый корпус диаметром 16 мм медную антенну с глубины до 180 м. В средней части цепных устройств (два комплекта) были смонтированы промежуточные блоки из ар-

мированной фенольной смолы, фиксирующие и направляющие полиэтиленовый кожух с антенной. Последняя для облегчения разворачивания и обратной намотки размещалась на катушке непосредственно под инъекционной головкой. (В принятой нами терминологии инъекционная головка соответствует транспортеру.) Основные принципы такой системы использованы фирмой "Bowen Tools" в конструкции разработанной ею системы подачи гибкой колонны НКТ в скважину.

U.S. P.D.: N 3.401.749; 9/1968; U.S.Cl - 242/54.

В 1962 г. специалисты фирм "California Oil" и "Bowen Tools" создали первый прототип облегченной установки для спуска в нефтяные и газовые скважины на Северном побережье Мексиканского залива непрерывных гибких колонн специально для размыва песчаных пробок. Первая инъекционная головка была вертикальной с неповоротной цепноприводной системой, рассчитанной на спуск в скважину непрерывной колонны наружным диаметром 33,4 мм и развивающей на поверхности усилие до 133 кН. Диаметр ступицы катушки, на которую наматывалась гибкая колонна, составлял 2,7 м.

На катушку полномасштабного размера была намотана непрерывная колонна, собранная из сваренных стык НКТ (каждая длиной 15 м и диаметром 33,4 мм), изготовленных из стали с небольшим содержанием ниобия. Общая длина намотанной на катушку колонны составляла 4500 м.

U.S. P.D.: N 3.559.905; 4/1963; U.S.Cl - 166/311.

С середины 1963 по 1964 г. специалистами компании "California Oil" были проведены испытания указанной выше установки на нескольких скважинах на суше. В перечень выполненных при этом работ входили промывка песчаных пробок и ловильные работы по извлечению скважинного штуцера. Затем эта компания продала установку фирме "Reel Pipe", действовавшей на побережье в шт. Луизиана (США). С помощью этой установки в течение нескольких лет в скважинах выполняли ремонтные работы с использованием гибкой колонны НКТ диаметром 33,4 мм.

U.S. P.D.: N 3.562.211; 12/1964; U.S.Cl - 166/383.

В 1964 г. специалисты фирм "Brown Oil Tools" и "Esso" разработали альтернативную установку для инъекции гибкой колонны НКТ с целью обслуживания скважин. В этой уста-

новке предусмотрена намотка непрерывной колонны вокруг желобчатого шкива, удерживаемого на месте роликами с дугообразным цепным приводом. Последние дополнены коваными седлообразными блоками, подобными применяемым фирмой "Bowen Tools" в цепной передаче для центрирования спускаемой колонны относительно шкива. Инжекционный механизм включал в себя портативную раздвигаемую с помощью гидропривода мачту, на которой над скважиной подвешивалось цепное приводное устройство. С этой установкой использовалась гибкая колонна НКТ диаметром 19 мм, с ее помощью провели обслуживание нескольких скважин на суше и море, в том числе очистку ствола.

U.S. P.D.: N 3.628.413; 4/1965; U.S.Cl - 166/156.

В 1967 г. первоначальный вариант инжекционной головки фирмы "Bowen Tools" был модифицирован ее специалистами для спуска в скважины гибкой колонны диаметром 12,7 мм общей длиной 1500 м. Установка "5M" была арендована фирмой "NOWSCO" для обратной продувки азотом скважин, предназначенных для сброса в пласты минерализованных вод. Эффективность описываемой технологии побудила руководство фирмы заказать у разработчиков 12 таких установок. В конце 1968 г. специалисты фирмы "Bowen Tools" разработали новую инжекционную головку "8M", предназначенную для спуска в скважины гибких колонн НКТ диаметром 19,2 мм и длиной до 2400 м.

U.S. P.D.: N 3.613.346; 2/1967; U.S.Cl - 166/352.

С конца 60-х и до середины 70-х годов специалистами фирм "Bowen Tools" и "Brown Oil Tools" было создано несколько модификаций установок для спуска в скважины гибких колонн НКТ. За этот период времени диаметр используемых гибких колонн НКТ увеличился до 25,4 мм. В начале 70-х годов масштабы применения таких установок с гидравлическим приводом в нефте- и газопромысловых операциях резко возросли. Фактически их число для очистки скважин от песчаных пробок и продувки азотом составило более 200. Однако эффективность работ в скважинах с помощью описываемых установок была невысока. Из-за недостаточной надежности потребовалось бы несколько лет на их доработку.

U.S. P.D.: N 3.811.499; 5/1974; U.S.Cl - 166/67.

В конце 70-х годов появились новые фирмы "Uni-Flex", "Hydra Rig" и "Otis Engineering", занимающиеся разработкой установок для обслуживания скважин с использованием гибких колонн. Их специалисты спроектировали инъекционные головки, сходные с устройствами фирмы "Bowen Tools". Конструкция головки фирмы "Uni-Flex" (1975 г.) характеризуется более совершенной цепной системой с седлообразными блоками, а также более эффективной силовой установкой. Эти проектные особенности были использованы и другими компаниями, занимающимися разработкой подобного оборудования. Однако к 1978 г. работы над дальнейшим совершенствованием установок по спуску в скважины гибких колонн НКТ фирмы "Uni-Flex" и "Brown Oil Tools" приостановили.

U.S. P.D.: N 4.088.191; U.S.Cl – 5/1978;

U.S. P.D.: N 4.216.910; 8/1980; U.S.Cl – 134/167C.

В конце 70-х и начале 80-х годов были модифицированы разработанное фирмами "Bowen Tools", "Hydra Rig" и "Otis Engineering" оборудование для спуска гибких колонн НКТ и программы его обслуживания. Все это привело к повышению эффективности и надежности наземного оборудования и значительному сокращению случаев выхода его из строя.

U.S. P.D.: N 4321965; 3/1982; U.S.Cl – 166/240X;

U.S. P.D.: N 4.349.073; 9/1982; U.S.Cl – 166/312.

В 1985 г. была разработана новая установка для инжектирования в скважину гибкой колонны НКТ, рассчитанная на спуск до 2590 м труб диаметром 19,2 мм. Инжекционная головка включает в себя приводное желобчатое колесо большого диаметра, сходное с использовавшимся в первоначальной конструкции установки фирмы "Brown Oil Tools". Однако в новой конструкции вместо цепной роликовой приводной системы применены роликовые колеса. Последующее улучшение этого типа установки привело к возможности использования гибких колонн НКТ увеличенного диаметра и их спуска на большие глубины. Хотя модификации наземного оборудования повысили надежность установок по спуску в скважины гибких колонн, наиболее существенные результаты были достигнуты после разработки новых методов производства непрерывных труб и введения контроля за их качеством.

U.S. P.D.: N 4442899; 4/1985; U.S.Cl – 166/312;

U.S. P.D.: N 4913229; 4/1990; U.S.Cl – 166/156.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ, РАЗРАБОТАННЫЕ В РОССИИ

Номер авторского свидетельства, классификационный индекс	Страна, дата приоритета, дата публикации	Сущность технического решения
СССР № 224427, МКИ Е 21В	СССР, 19.01.66 г., 12.08.68 г.	Звенья тяговой цепи транспортера снабжены втулками, а штоки колодок подпружинены и размещены в указанных втулках
СССР № 324375, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 03.12.69 г., 23.12.71 г.	Перед укладкой в емкость трубу пропускают вокруг дополнительного цилиндра, укрепленного подвижно соосно с емкостью. Укладку ведут попеременно в противоположных направлениях
СССР № 362533, МКИ В 56h 75/34, Е 21В 19/00	Франция, 07.06.68 г., 13.12.72 г.	Транспортер выполнен в виде соосно расположенных двух крайних катушек с индивидуальным гидроприводом и, по крайней мере, одной дополнительной катушки между ними, свободно сидящей на полом валу и имеющей замковые устройства для жесткой связи с одной из приводных катушек
СССР № 639467, МКИ Е 21В 19/00	Франция, 04.09.69 г., 25.12.78 г.	Эластичные средства транспортера выполнены в виде: 1) пружин, 2) домкратов, 3) прокладок
СССР № 765496, МКИ Е 21В 19/00	СССР 05.06.78 г., 23.09.80 г.	Барaban выполнен с открытым торцом, штангоукладчик размещен во внутренней полости барабана, причем винт штангоукладчика установлен соосно с валом барабана и жестко связан с ним, а винтовая нарезка штангоукладчика выполнена с переменным шагом
СССР № 785458, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 25.09.78 г., 07.12.80 г.	Транспортер дополнительно снабжен стенкой и эластичным баллоном, установленными с возможностью взаимодействия с другой тяговой цепью, причем стенки выполнены в виде шарнирно соединенных секций с роликами, а колодки тяговых цепей связаны между собой упругими фиксаторами
СССР № 832038, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 08.02.79 г., 23.05.81 г.	Привод механизма для спускоподъемных операций выполнен в виде электродвигателя переменного тока и цилиндрического редуктора, на выходных валах которого установлены звездочки.

Продолжение таблицы

Номер авторского свидетельства, классификационный индекс	Страна, дата приоритета, дата публикации	Сущность технического решения
СССР № 947385, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 25.06.79 г., 30.07.82 г.	Все эти элементы связаны с приводом барабана, который сделан в виде гидравлического регулятора скорости. В конструкции предусмотрено, что звездочка выходного вала редуктора может взаимодействовать через тяговый орган со звездочкой привода барабана. Укладчик выполнен в виде обгонных муфт, размещенных на концах винтового вала таким образом, что через рычажно-роликовую систему они взаимодействуют с барабаном Транспортер снабжен кольцевым разъемным упором, который жестко связан с ротором и подвижно – с корпусом, причем тяговый узел выполнен в виде разрезной гайки, размещенной в зажимной втулке, а прижимной направляющий механизм – в виде роликов, подвижно связанных между собой посредством штока пневмоцилиндра
СССР № 1209822, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 23.03.84 г., 07.02.86 г.	Опорные элементы транспортера выполнены в виде контейнера с фиксатором скважинного прибора, при этом ось блок-баланса установлена на контейнере на расстоянии от его продольной оси, превышающем диаметр блок-баланса. Механизм поворота опорного элемента выполнен в виде гидроцилиндра, шарнирно связанного с основанием и контейнером
СССР № 1213170, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 06.09.83 г., 23.02.86 г.	Каретка укладчика снабжена находящимися в зацеплении приводной звездочкой и роликовым диском, установленным соответственно на осях роликов, и подпружиненной относительно корпуса отклоняющей рамкой, расположенной на оси винтового вала, причем ось с размещенными на ней роликом и роликовым диском закреплена на отклоняющей рамке, а на рабочей поверхности роликов каретки выполнены поперечные пазы

Продолжение таблицы

Номер авторского свидетельства, классификационный индекс	Страна, дата приоритета, дата публикации	Сущность технического решения
СССР № 1439197, МКИ Е 21В 19/00, 19/22	СССР, 09.07.86 г., 23.11.88 г.	Обращенная к скважине пара гидравлических стоек связана с основанием механизма подачи шарнирно, а противоположная снабжена башмаками для размещения в них роликов, узел выдвижения механизма подачи в рабочее положение выполнен в виде двух гидроцилиндров и канатов с перекидными роликами, причем концы каната связаны с опорными башмаками гидравлических стоек, а его середина - с механизмом подачи через гидроцилиндр, барабан сделан в виде двух концентрических обечаек: наружной с отверстиями и внутренней, образующей кольцевую полость для подачи в нее подогретого воздуха
СССР № 1640349, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 12.01.89 г., 07.04.91 г.	Агрегат включает датчики скоростей двигателя лебедки, барабана последней и привода регулятора подачи долота, датчики упругих моментов лебедки и регулятора подачи долота, блоки контроля передач приводов лебедки и регулятора подачи долота, каждый из которых имеет логические элементы И-НЕ, НЕ, И, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, а также усилитель и реле с размыкающими контактами. При этом выход датчика скорости барабана лебедки связан с первыми выходами элементов И-НЕ, вторые выходы которых соединены с соответствующими датчиками скоростей. Выходы элементов НЕ связаны с датчиками упругих моментов, выходы элементов И-НЕ и НЕ в каждом блоке контроля через элементы И, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, усилителя, реле и замыкающий контакт соединены с общей точкой
СССР № 1696119, МКИ Е 21В 19/22, 19/00	СССР, 27.06.89 г., 23.10.91 г.	Стрела выполнена телескопической, поворотной, концевая ее часть - откидная, механизм подачи установлен на самой стреле, а направляющий узел выполнен телескопическим. Он установлен между механизмом подачи и направляющей дугой и имеет разъемное соединение с последней

Продолжение таблицы

Номер авторского свидетельства, классификационный индекс	Страна, дата приоритета, дата публикации	Сущность технического решения
СССР № 1774985, МКИ Е 21В 21/22, 19/00	СССР, 18.03.91 г., 07.11.92 г.	Стойки транспортера выполнены в виде наклонной рамы с направляющими, основание механизма подачи имеет жестко связанную с последним каретку, размещенную в направляющих наклонной рамы. Узел перемещения в вертикальном направлении основания механизма подачи представлен в виде подвижной оси с блоками. Они установлены на наклонной раме выше каретки и связаны в своей средней части со штоком гидроцилиндра, закрепленного в нижней части наклонной рамы, и гибкими звеньями, охватывающими блоки и соединенными одними концами с основанием, а другими – с нижней частью наклонной рамы. При этом перекидные ролики трособлочного механизма закреплены на наклонной раме, приводной гидроцилиндр – на платформе транспортера, а кабина оператора жестко связана с последней
СССР № 1815324, МКИ Е 21В 19/00	СССР, 06.07.87 г., 15.05.93 г.	Устройство имеет индивидуальный привод на каждый из подъемных механизмов. При этом основание выполнено в виде ротора, корпус сделан разъемным в виде двух роторных вкладышей с монтажными плитами, имеющими направляющие пазы. Каждый подъемный механизм и индивидуальный привод размещены в соответствующих направляющих пазах монтажной плиты каждого из роторных вкладышей с возможностью перемещения под действием узла прижима в направлении продольной оси устройства
Россия № 2010943, МКИ Е 21В 19/22	Россия, 05.08.92 г., 15.04.94 г.	Телескопическая консольная рама выполнена с одной телескопической ступенью
Россия № 2021475, МКИ Е 21В 19/00	Россия, 27.01.92 г., 15.19.94 г.	Устройство снабжено опорой качения – коромыслом П-образной формы, выполненным с возможностью охвата блок-баланса и связанным со станиной и приводом перемещения блок-баланса. Последний смонтирован в виде двухплечего

Окончание таблицы

Номер авторского свидетельства, классификационный индекс	Страна, дата приоритета, дата публикации	Сущность технического решения
Россия № 2041335, МКИ Е 21В 19/00	Россия, 27.01.92 г., 09.08.95 г.	рычага, одно из плеч которого жестко связано с осью блок-баланса, а на другом установлена приводная рукоятка с фиксатором. При этом коромысло одним концом шарнирно соединено со станиной и опорой рычага, а противоположным в средней своей части – со штоком пневмоцилиндра, причем последний жестко связан с корпусом. Опора качения размещена в зоне соединения коромысла со штоком, а геометрические оси последних образуют тупой угол
Россия № 2041337, МКИ Е 21В 19/22, 19/00	Россия, 13.05.93 г., 09.08.95 г.	Устройство снабжено сигнальным узлом, установленным на превенторе, уплотнитель выполнен с возможностью присоединения к последнему через сигнальный узел. Грузоподъемное средство представляет собой монтажную стойку, установленную на переходном фланце с возможностью осевого поворота. На ней смонтирован механизм подъема и установки шлюзовой камеры
		Механизм подачи выполнен в виде направляющих и двух стоек, каждая из которых снабжена замкнутой цепью с прижимными элементами. При этом одна из стоек закреплена на платформе телескопического подъемника, а другая подпружинена первой и смонтирована в направляющих с возможностью перемещения для взаимодействия прижимных элементов с непрерывной трубой

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Опыт эксплуатации установок с длинномерной трубой на барабане / С.М. Вайншток и др. // Нефть и капитал. – 1998. – № 1. – С. 71–76.
2. Орлов П.И. Основы конструирования. – М.: Машиностроение, 1977. – 623 с. – Т. 1.
3. Молчанов А.Г. Основные принципы разработки параметрического ряда гидроприводных установок: Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – М., 1984. – № 11. – С. 40–45.
4. Молчанов А.Г. К вопросу определения потребности в нефтегазовом промышленном оборудовании // Нефть и капитал. – 1998. – № 12. – С. 62–67.
5. Молчанов А.Г. Объемный гидропривод нефтепромысловых машин и механизмов. – М.: Недра, 1989. – 212 с.
6. Owner's operations manual for coiled tubing unit. – HIDRA RIG, 1995.
7. Описание и инструкция по эксплуатации агрегатов с длинномерной трубой фирмы "Dresco", 1994.
8. Комплексы нового поколения типа КПРС для подземного ремонта нефтяных и газовых скважин с помощью гибких длинномерных безмуфтовых стальных труб: Рекламный проспект. – М.: Изд. ЗАО "Борец", 1998.
9. Мобильные установки типа УПД для подземного ремонта скважин без их глушения: Рекламный проспект. – М.: Изд. фирмы "КОННАС", 1998.
10. "Шломберже-Дауэлл" – работы и сервисные услуги с гибкими насосно-компрессорными трубами // Нефть и капитал. – 1998. – № 1. – С. 77–78.
11. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
12. Волокнистые и комбинированные сальниковые уплотнения / А.М. Борохов и др. – 2-е изд. – М.: Машиностроение, 1966. – 312 с.
13. Уплотнения и уплотнительная техника: Справочник. – М.: Машиностроение, 1994. – 443 с.
14. Марутов В.А., Павловский С.А. Гидроцилиндры. – М.: Машиностроение, 1966. – 170 с.
15. Справочник по сопротивлению материалов / П.С. Писаренко и др. – Киев: Наукова думка, 1975.

16. Gary S.C. Coiled tubing drilling requires economic and technical analyses // Oil and Gas J. – 1995. – Vol. 93. – N 8. – P. 59–62.
17. Large diameter coiled-tubing drilling // Petroleum Technology. – 1997. – Vol. 49. – N 2. – P. 135–136.
18. Сас-Яворский А. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1992. – № 6.
19. Федосьев В.И. Соппротивление материалов. – М.: Наука, 1986. – 512 с.
20. Brown M.W. & Miller K.J. Two Decades of Progress in the Assessment of Multiaxial Low-Cycle Fatigue Life. // Oil and Gas. – 1992. – N 2.
21. Технология применения установок гибкой трубы: Каталог фирмы "Hydra Rig Inc", 1994.
22. Браун П.Т., Уимберли Р.Д. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – № 4. – С. 11.
23. Turner R.G., Hubbard M.G. & Dukler A.E. Analysis and prediction of minimum flow rate for continuous removal of liquids from wells // Petroleum Technology. – Vol. 13. – N 1. – 1987.
24. Хайтауэр К.М. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – № 5.
25. Бурение с применением гибких труб: Каталог фирмы "Canadian Francmaster Ltd.", 1998.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Агрегаты подземного ремонта скважин с использованием колонн гибких труб	7
1.1. История создания агрегатов	7
1.2. Основные преимущества оборудования с использованием колонн гибких труб и область его применения	9
1.3. Основные принципы конструирования агрегатов	13
1.4. Требования к конструкции агрегата	15
1.5. Проектирование параметрического ряда агрегатов	17
1.6. Унификация узлов агрегатов	31
2. Устройство агрегатов для работы с колонной гибких труб	32
2.1. Основные типы компоновок агрегатов	32
2.2. Оборудование устья скважины	43
2.3. Узлы, обеспечивающие транспортирование колонны гибких труб	50
2.4. Узлы для хранения колонны гибких труб	62
2.5. Оборудование для подготовки технологической жидкости	68
2.6. Оборудование для закачивания технологической жидкости	70
2.7. Система управления агрегатом	72
3. Основные узлы агрегатов, их расчет и конструирование	73
3.1. Устьевое эксплуатационное оборудование	73
3.2. Объемный гидропривод исполнительных органов	80
3.3. Транспортер колонны гибких труб (инжектор)	95
3.4. Барабан (лебедка)	112
3.5. Трубоукладчик	119
3.6. Привод	120
4. Колонна гибких труб	126
4.1. Мировой опыт применения колонн гибких труб	126
4.2. Материалы, применяемые для изготовления колонны	127
4.3. Технология изготовления гибкой трубы	128
4.4. Механизм разрушения гибких труб и основные результаты их эксплуатации	130
4.5. Пути повышения надежности колонны гибких труб	138
4.6. Характеристики гибких труб	139
5. Технологии подземного ремонта скважин с использованием колонны гибких труб и оборудование для их реализации	142
5.1. Вызов притока, освоение скважины (газлифтный способ)	142
5.2. Очистка от песка забоя скважины	145
5.3. Удаление песчаных и парафиновых пробок	153
5.4. Удаление гидратных пробок и растепление скважин	154
5.5. Установка цементной пробки	163

5.6. Удаление жидкости из газовых скважин	166
5.7. Селективное воздействие на пласт	173
5.8. Кислотная обработка призабойной зоны	173
5.9. Разбуривание в полости скважины	177
5.10. Каротажные работы	186
5.11. Ловильные работы	189
5.12. Эксплуатация скважин	193
5.13. Установка гравийных фильтров	194
5.14. Наземные трубопроводы	196
6. Буровые работы с использованием колонны гибких труб	198
6.1. Особенности проведения буровых работ	198
6.2. Оборудование, применяемое для бурения	201
6.3. Буровые установки	202
6.4. Особенности расчета параметров колонны гибких труб при бурении	205
6.5. Особенности работы колонны гибких труб	209
Заключение	210
Приложение	212
Список литературы	221

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Вайншток Семен Михайлович
Молчанов Александр Георгиевич
Некрасов Владимир Иванович
Чернобровкин Василий Иванович

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ И БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ТРУБ

Редактор издательства *Т.А. Ярматова*
Переплет художника *И.А. Бранделиса*
Технический редактор *С.В. Павлова*
Корректор *М.В. Дроздова*

Лицензия ЛР № 021083 от 27 ноября 1996 г. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 24.05.99. Формат 60×88 1/16. Гарнитура Петербург. Печать офсетная. Усл. печ. л. 13,72. Уч.-изд. л. 15,1. Тираж 500 экз. Заказ 1761

ЗАО "Издательство Академии горных наук"
111020, Москва, Крюковский тупик, 4

Отпечатано в Производственно-издательском комбинате ВИНТИ
140010, Московская обл., г. Люберцы, Октябрьский проспект, 403
Тел. 554-21-86