



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ И РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ДГТУ)**

Факультет «Энергетика и нефтегазопромышленность»

Кафедра «Машины и оборудование нефтегазового комплекса»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по дисциплине «Современные технологические комплексы сервиса
скважин»**

Ростов-на-Дону

2017

Методические рекомендации по изучению дисциплины «Современные технологические комплексы сервиса скважин»

1. Планирование и организация времени необходимого для изучения данной дисциплины

Дисциплина «Современные технологические комплексы сервиса скважин» является одной из дисциплин базового цикла в подготовке магистров направления 15.04.02 «Технологические машины и оборудование», ОПОП «Совершенствование элементов конструкций машин и оборудования нефтегазовых промыслов».

Целью курса «Современные технологические комплексы сервиса скважин» является изучение магистрантами основных направлений развития и совершенствования технологических комплексов сервиса нефтегазовых скважин в условиях современного уровня развития техники и технологии, а также достижений научного прогресса.

Задачей дисциплины является ознакомление магистрантов с основными направлениями и методами совершенствования технологических комплексов сервиса нефтегазовых скважин и разработки их новых конструкций для повышения эффективности применения в особо тяжёлых условиях эксплуатации, при требованиях минимальных габаритов и массы

Изучение дисциплины включает:

- Лекционные занятия 16 час. (очная форма обучения), 8 час. (заочная)
- Практические занятия 34 час. . (очная форма обучения), 18 час. (заочная)
- Самостоятельную работу 94 час. (очная форма обучения), 113 час. (заочная)

Формы контроля:

- Зачёт в 3 семестре. (очная форма обучения), в 3 семестре (заочная)

Залогом успешного освоения этой дисциплины является обязательное посещение лекционных и практических занятий.

На практических занятиях материал, изложенный на лекциях, закрепляется при рассмотрении конкретных конструкций современных технологических комплексов сервиса скважин. Например: автоматизированные комплексы цементирования скважин; конструкции насосных установок, пескосмесительных установок (блендеров), гидротационных установок, установок дозирования химреагентов, водонагревательных установок, блока манифольдов, пропантовозов, станций контроля и управления на примере оборудования как отечественного, так и зарубежного производства; современное оборудование для выполнения буровых работ на гибкой колонне насосно-компрессорных труб при строительстве и ремонте скважин

Затраты времени на самостоятельную работу в первом и во втором семестрах следует планировать, исходя из следующих рекомендаций:

- усвоение лекционного материала – 20 час.; (очная форма обучения), 8 час. (заочная)

- подготовку к практическим занятиям – 60 час.; (очная форма обучения), 18 час. (заочная)
- подготовка к рейтинговому контролю – 14 час (очная форма обучения)
- выполнение контрольной работы – 21 час. (заочная форма обучения)
- подготовку к зачету – 24 час.; (очная форма обучения), 24 час. (заочная)

2. Рекомендации по использованию материалов учебно-методического комплекса

Ниже перечислены учебно-методические материалы, ознакомление с которыми является обязательным при выполнении всех видов самостоятельной работы и подготовки к рубежному контролю и экзамену.

1. Конспект лекций
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти газа М: ИД Альянс, 2014
3. Снарев А.И [Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа](#). Инфра-Инженерия 2013

3. Рекомендации по работе с литературой

Работу с литературой следует начинать со знакомства с картой методического обеспечения дисциплины (см. раздел 6 рабочей программы), в которой перечислены основная и дополнительная литература и другие издания, необходимые для работы на практических занятиях.

С ними можно ознакомиться в библиотеке ДГТУ, а также на сайте <http://de.dstu.edu.ru>.

Каждый из разделов тематического плана дисциплины (см. раздел 2 рабочей программы) снабжен ссылками на источники из раздела 6, что упрощает поиск необходимой информации.

Выбрав нужный источник, следует найти интересующий раздел по оглавлению или алфавитному указателю, а также одноименный раздел собственного конспекта.

Особое внимание следует уделить приводимым алгоритмам графических построений аналитических вычислений и соответствующим комментариям. В случае возникновения затруднений следует обратиться к другим источникам, где изложение может оказаться более доступным и понятным.

Необходимо отметить, что работа с учебной и справочной литературой не только полезна как средство более глубокого изучения любой дисциплины, но и является неотъемлемой частью профессиональной деятельности будущего специалиста

4. Подготовка зачёту

Подготовка к зачёту является завершающим этапом в изучении дисциплины. Повторение учебного материала следует начинать с первого практического занятия, поскольку знания, умения и навыки формируются в течении всего периода обучения, последовательно, от простого к сложному, базируясь на ранее изложенном материале.

Обязательным при подготовке к контрольным мероприятиям является повторение теоретического материала по конспекту лекций и выбранной литературе.

5. Формы текущего, промежуточного, рубежного и итогового контроля

5.1 Текущий контроль

Текущий контроль охватывает все три организационные составляющие работы студентов на лекциях, практических занятиях и самостоятельную работу.

В ходе лекции преподаватель выборочно задаёт вопросы по излагаемому материалу, при этом лектор может легко оценить как уровень усвоения каждым студентом так и потоком в целом, учитывается так же и посещаемость лекционных занятий.

На практических занятиях контролируется усвоение теоретического материала каждым студентом по результатам выполнения текущих практических работ.

Эффективность самостоятельной работы оценивается при проведении практической работы.

5.2 Промежуточный контроль

Процедура защиты практических работ предусматривает ответы на вопросы преподавателя не только по существу выполненной работы, но и относящиеся к разделам теоретического курса, изученным ранее.

5.3 Рубежный контроль

В соответствие с принятой в ДГТУ формой организации учебного процесса, рубежный контроль осуществляется дважды в семестре. Проводится рубежный контроль по результатам выполнения практических работ с учётом успешности усвоения лекционного материала и посещаемости всех видов занятий.

5.4 Итоговый контроль

Итоговый контроль проводится в 3 семестре в виде зачёта.

Зачёт включает два теоретических вопроса. При этом также могут быть заданы вопросы по разделам теоретического курса, касающимся практической работы, и даны небольшие творческие задачи для решения

Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта

Введение

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах (Рис. 1).



Рис. 1. Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

1. Цели применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН)

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил) (Рис. 2).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными (Рис. 3).

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН) (Рис. 4)

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или газонасыщенных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

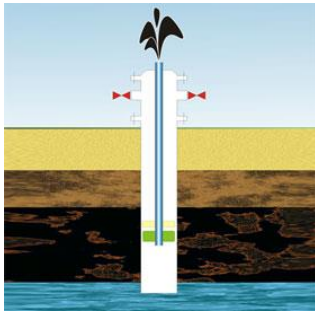


Рис. 2. Естественная энергия пласта

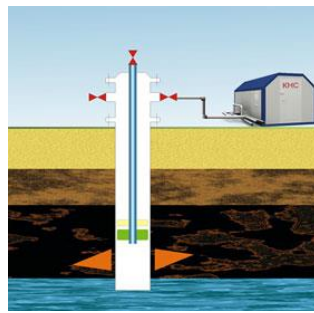


Рис. 3. Закачка воды/газа

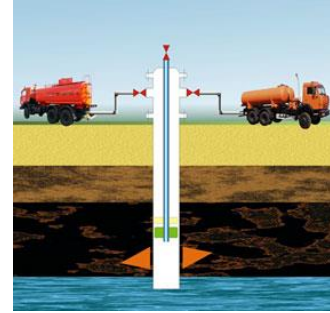


Рис. 4. Применение МУН

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов

2. Классификация МУН

1. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

2. Газовые методы:

- закачка воздуха в пласт;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

3. Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.);
- микробиологическое воздействие.

4. Гидродинамические методы:

- интегрированные технологии;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;

- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

5. Группа комбинированных методов.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее.

6. Методы увеличения дебита скважин.

Отдельно следует сказать о так называемых *физических методах* увеличения дебита скважин. Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Кроме того, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

К наиболее часто применяемым *физическим методам* относятся:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- другие аналогичные методы.

3. Основные МУН

3.1. Тепловые МУН

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей (Рис. 5). Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне

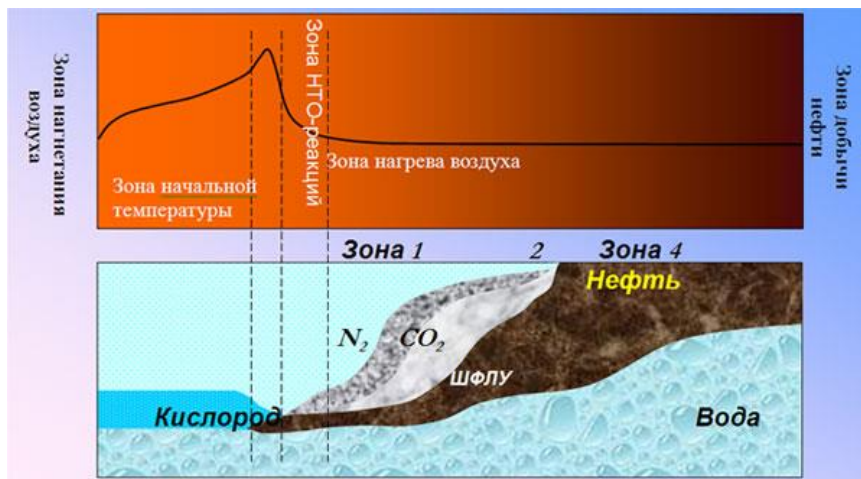


Рис. 5. Механизм вытеснения нефти при тепловых МУН

Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

- 1) Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ($400\text{--}200^\circ\text{C}$), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.
- 2) Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°C) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.
- 3) Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Внутрипластовое горение. Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Он отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты непосредственно в пласте – основное преимущество данного метода (Рис. 5).

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, однако, что использование основной массы теплоты в области впереди фронта горения, то есть приближение генерируемой в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

Перемещение теплоты из области перед фронтом горения в область за фронтом горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – например, воды. В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения.

Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Пароциклические обработки скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во

время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл.

3.2. Газовые МУН

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов) (Рис. 6).

К преимуществам метода можно отнести:

- использование недорогого агента – воздуха;
- использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры.

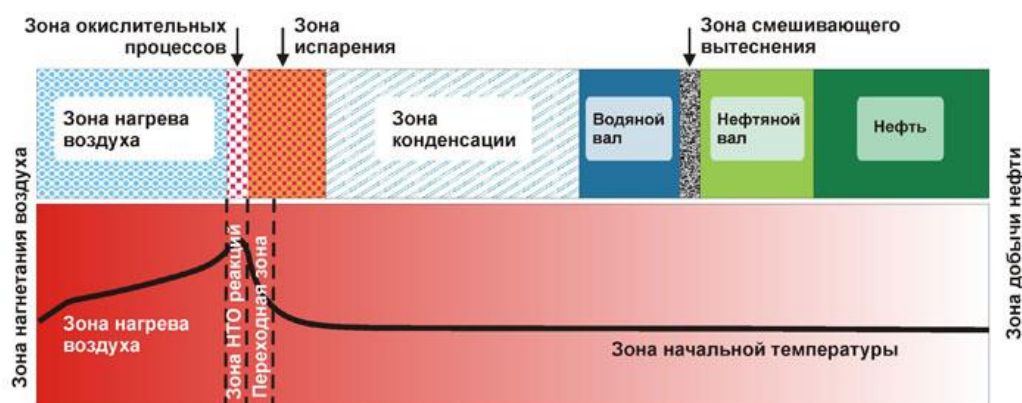


Рис. 6. Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

Воздействие на пласт двуокисью углерода.

Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее несколько увеличивается. Однако это увеличение незначительно. При массовом содержании в воде 3–5% двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20–30%. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в четыре-десять раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся.

Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

При растворении в нефти CO_2 вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем значительно увеличивается: нефть как бы набухает.

Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO_2 вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO_2 . Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

При пластовом давлении выше давления полного смешивания пластовой нефти с CO_2 двуокись углерода будет вытеснять нефть, как обычный растворитель (смешивающее вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны: зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого CO_2 . Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

Увеличение объема нефти под воздействием растворяющегося в нем CO_2 наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) – один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Метод основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

- а) образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины;
- б) нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены;
- в) газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабokonцентрированный

солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

3.3 Химические МУН

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью (Рис. 7).

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

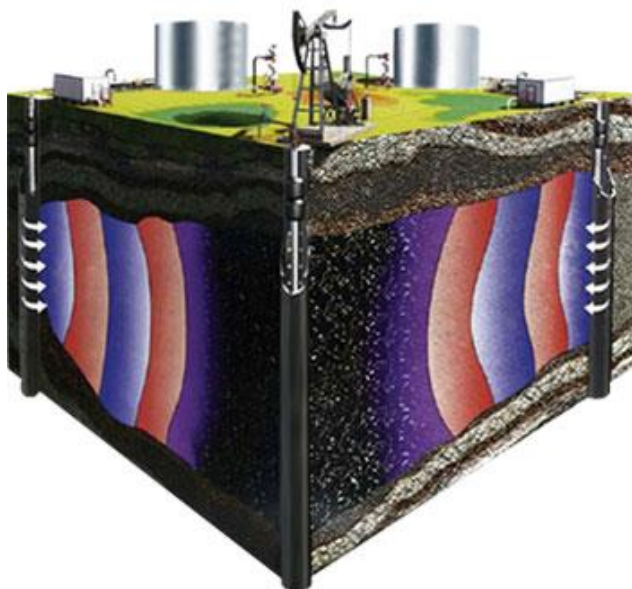


Рис. 7. Применение химических методов для вытеснения нефти

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

3.4. Гидродинамические МУН

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости (Рис. 8).

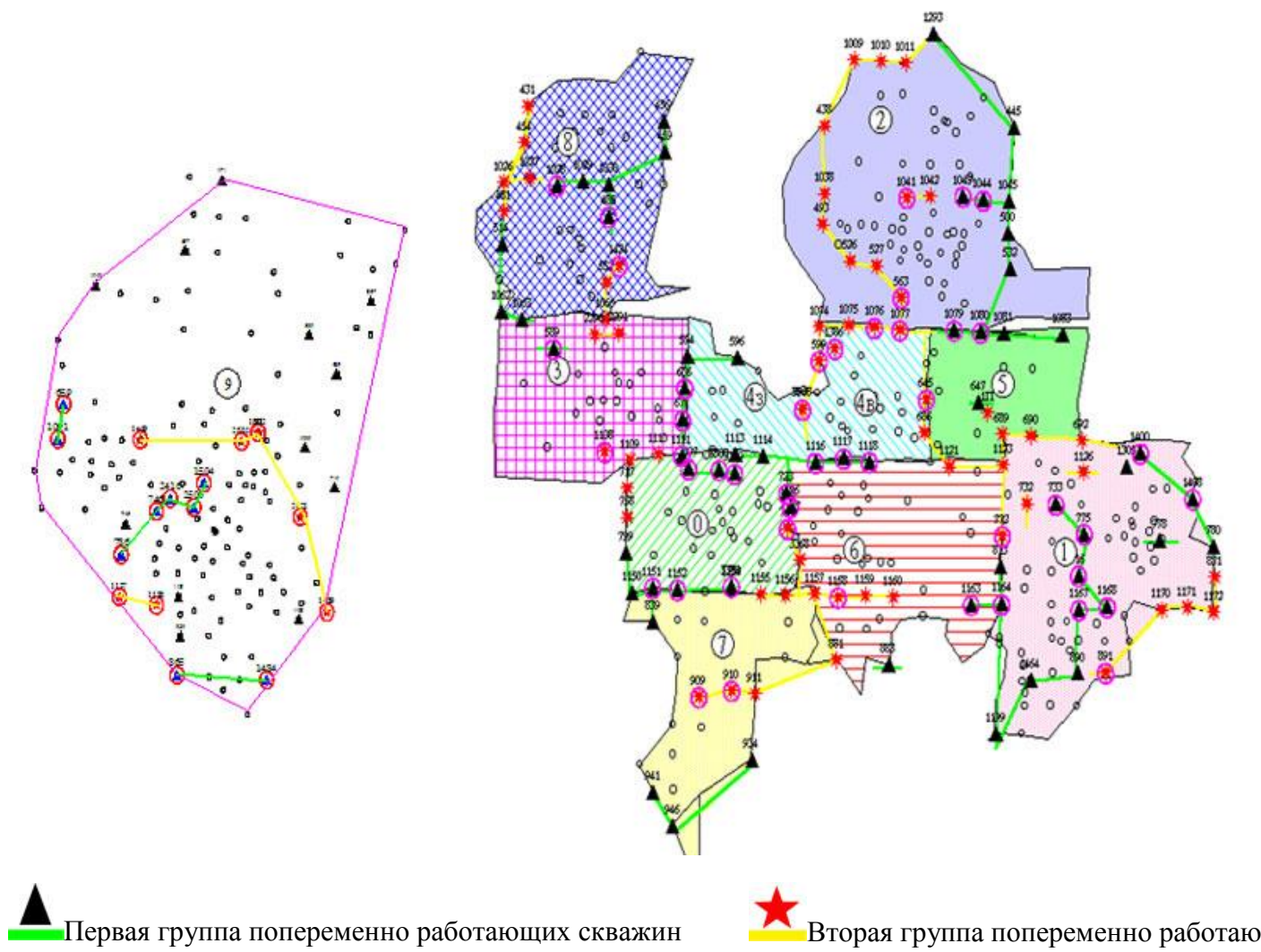


Рис. 8. Регулирование отборов гидродинамическими методами

Интегрированные технологии. Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти.

Прирост добычи достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто-неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия (Рис. 9).

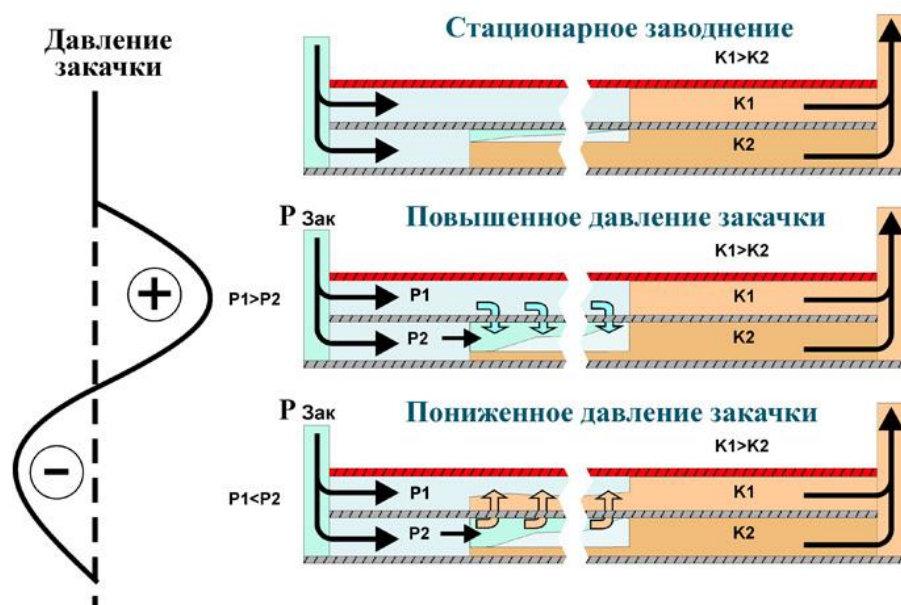


Рис. 9. Механизм циклического воздействия на пласт

Барьерное заводнение на газонефтяных залежах. Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них

значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных – ниже.

При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

3.5. Методы увеличения дебита скважин

Гидравлический разрыв пласта. При гидравлическом разрыве пласта (ГРП) происходит создание трещин в горных породах, прилегающих к скважине, за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости. При ГРП в скважину закачивается вязкая жидкость с таким расходом, который обеспечивает создание на забое скважины давления, достаточного для образования трещин (Рис. 10).

Трещины, образующиеся при ГРП, имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию. Протяженность трещин достигает нескольких десятков метров, ширина – от нескольких миллиметров до сантиметров. После образования трещин в скважину закачивают смесь вязкой жидкости с твердыми частичками – для предотвращения смыкания трещин под действием горного давления. ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу.

Горизонтальные скважины. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

Так по России КИН тепловых методов составляет 15–30%, газовых методов – 5–15%, химических методов – 25–35%, физических методов – 9–12%, гидродинамических методов – 7–15% (Рис. 11).

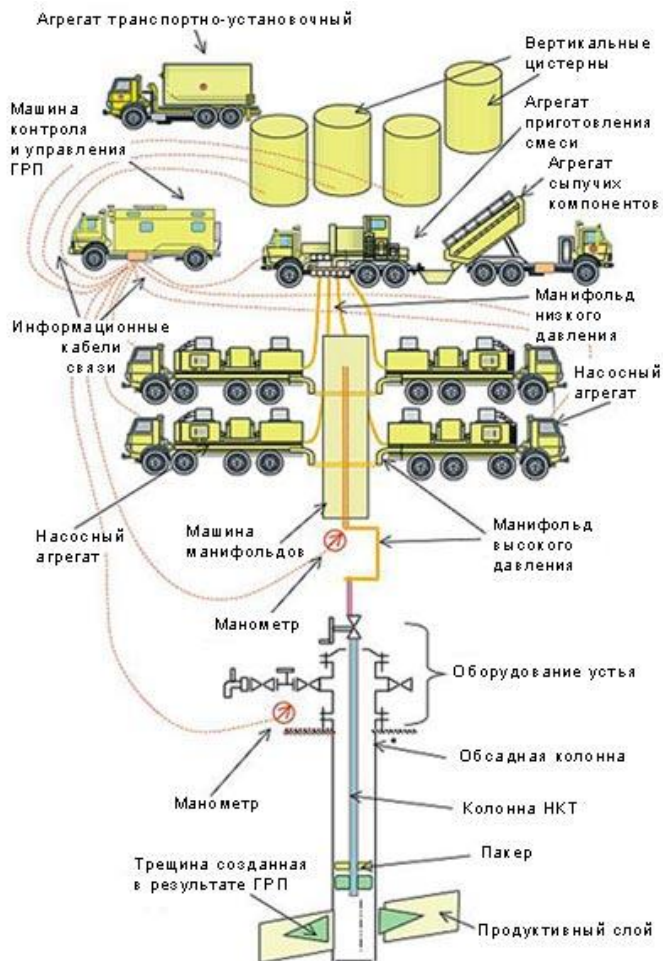


Рис.10. Схема проведения ГРП

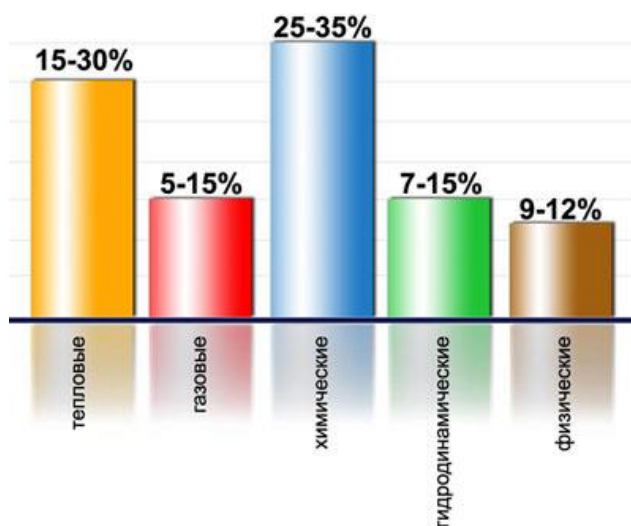


Рис. 11. Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами

Лекция 2

Автоматизированные комплексы цементирования скважин

Прародителем широко применяемых в настоящее время цементируемых агрегатов типа ЦА-320 является агрегат ЦА-80, выпускавшийся в СССР в 30-х годах прошлого столетия.

Вплоть до последнего времени работа на такой морально устаревшей технике всех устраивала. Относительно невысокая стоимость этих неприхотливых цементируемых агрегатов, их взаимозаменяемость и высокая ремонтпригодность перевешивали все недостатки.

Теперь ситуация коренным образом изменилась. Все крупные вертикально интегрированные нефтяные компании, за редким исключением, распрощались с непрофильными сервисными активами. На молодом нефтесервисном рынке резко обострилась конкуренция. Вслед за этим, на фоне общего экономического спада, существенно снизились объемы бурения. Как следствие – большинство малых сервисных компаний оказались на грани вымирания. Теперь для того, чтобы иметь возможность получить объемы работ, сервисным компаниям необходимо существенно снижать издержки и при этом так же существенно повышать качество выполняемых работ.

Две эти, на первый взгляд несовместимые задачи, можно решить одновременно. Наиболее очевидный путь снижения издержек – это уменьшение количества задействованной при производстве работ техники, при одновременном повышении ее надежности и производительности. Экономится и заработная плата машинистов цементируемых агрегатов, и расходы на горюче-смазочные материалы, сокращается время проведения работ. Повышение качества, в свою очередь, могут обеспечить современные средства контроля параметров процесса цементирования, а для этого нужна новая техника и новые технологии цементирования скважин.

Традиционно в России применялась и применяется технология приготовления тампонажных растворов с помощью смесительных установок либо с помощью эжекторных гидроворонки. Как правило, затворение происходит одновременно в нескольких точках, что приводит к нестабильной плотности раствора и необходимости использования осреднительных емкостей большого объема до 20–40 м³. Приготовленный таким образом тампонажный раствор закачивается в скважину с помощью цементируемых агрегатов (типа вышеназванного ЦА-320), соединенных посредством блока манифольда. Для осуществления контроля параметров процесса цементирования используются передвижные станции контроля.

Очевидным плюсом здесь является взаимозаменяемость используемых цементируемых агрегатов, позволяющая обеспечить приготовление и закачку необходимого объема раствора даже при выходе из строя одного из них.

К минусам следует отнести то, что при использовании подобной технологии, в различных схемах цементирования применяется, в среднем, 20–30 единиц техники. Это

создает весьма ощутимые проблемы при ее размещении на ограниченном кустовом пространстве, затрудняет оперативное управление процессом цементирования, в связи с большим количеством задействованных агрегатов. Кроме этого, как уже отмечалось, большое количество техники обуславливает высокую себестоимость производимых работ.

В отличие от этой технологии, в цементировочном комплексе используется технология непрерывного приготовления тампонажного раствора. В смесительное устройство подается вода и сухой цемент. Вода подается центробежным насосом, а сухой цемент – от мобильного склада цемента по пневмотранспорту. После смесительного устройства тампонажный раствор поступает в осреднительную емкость, в которой производится более тщательное смешивание раствора при помощи механических мешалок. Для получения необходимой плотности и повышения качества раствора, путем дополнительной активизации за счет гидродинамических эффектов, раствор из осреднительной емкости рециркуляционным насосом снова подается на смесительное устройство. Регулирование плотности раствора производится изменением потока воды и цемента автоматически при помощи управляемых заслонок. После выхода на заданную плотность, которая определяется по плотномеру, установленному в системе подпора, раствор закачивают в скважину двумя трехплунжерными насосами



Цементирование по традиционной технологии, с приготовлением цементного раствора в чанах, характеризуется обилием техники и персонала



Цементирование по технологии непрерывного приготовления тампонажного раствора с помощью мобильного цементирующего комплекса Цемент поступает спомощью пневмоподачи из мобильного склада цемента, жидкость затворения поступает в смеситель из ёмкости буровой установки с помощью центробежного насоса цементирующего агрегата.

При переходе на новую технологию полностью меняется состав оборудования, используемого при цементировании скважин. Новое оборудование – более сложное и дорогостоящее, но при этом значительно превосходит ранее использовавшееся, по всем технико-эксплуатационным показателям.

В последние несколько лет отечественные компании ТЭК закупали описанные ранее мобильные комплексы цементирования скважин для приготовления тампонажного раствора за рубежом. Однако, использовать импортную технику в российских условиях с полной отдачей не позволили даже такие очевидные плюсы мобильных цементировочных комплексов как существенное сокращение парка оборудования, снижение расходов на ГСМ и обслуживающий персонал.

Практика показала, что комплексы иностранного производства далеко не всегда удовлетворительно работают в российских условиях в силу своих конструктивных особенностей. Например, используемые шасси малопригодны для перевозки тяжелого оборудования по русскому бездорожью, импортная техника, как правило, не проходит по габаритам под ограничения, выдвигаемые ГИБДД, а нагрузка на ось шасси существенно превышает допустимую. Но главной проблемой, связанной с эксплуатацией импортной техники, всё же остаётся её низкая степень адаптации к работе в российских условиях. Во-первых это климатические сложности: работа при температурах ниже -30°C , в условиях практически полного бездорожья и обмерзания оборудования. Во-вторых это технологические особенности производимых работ: работа с цеменами и присадками нестабильного и низкого качества, с высокой степенью абразивности при применении в составе тампонажных смесей микросфер, работа с жидкостями на углеводородных основах и т.п. И в-третьих это необходимость адаптации к работе с различным российским оборудованием: возможность аварийной работы по классической технологии в случае выхода из строя смесительного устройства, адаптация к европейским стандартам резьб и т.д.

Конструкторы и инженеры ЗАО «Траст-Инжиниринг» и компании STA GmbH, на основе серии мобильных цементировочных комплексов, которые уже более 10 лет успешно выпускаются компанией STA для рынков Европы и Азии, создали новую установку, полностью адаптированную для условий Российского рынка, по заказу ООО «Интегра Сервисы». В основе УНБ2-1000х75, так и ранее выпускавшихся установок, лежит автоматическая система приготовления цементного раствора с рециркуляционной системой непрерывного приготовления и смешивания цементных растворов, работающая по принципу пневматической подачи сухого цемента от мобильного склада и основанная на инжекционном смесителе, собственной оригинальной разработки компании STA. Этот смеситель явился результатом многолетних конструкторских поисков компании и по-праву является в настоящее время предметом её гордости благодаря превосходным технико-эксплуатационным характеристикам.

Установка УНБ2-1000х75 адаптирована к различным схемам цементирования скважин и предназначена для приготовления и закачки тампонажных растворов в скважину, нагнетания различных жидких сред при проведении гидropескоструйной перфорации, промывки песчаных пробок, проведения промывочно-продавочных работ при освоении и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин. При этом установка справляется со всеми вышеперечисленными задачами не хуже, а иногда и лучше, своих импортных и российских аналогов, превосходя конкурентов по проходимости, а также удобству эксплуатации в жестких российских условиях.



Мобильный цементирующий комплекс УНБ2-1000х75: опытный экземпляр, со снятым защитным тентом, на заводских испытаниях



Мобильный цементирувочный комплекс УНБ2-1000х75 с защитным тентом в рабочем положении, на заводских испытаниях



Мобильный цементирувочный комплекс УНБ2-1000х75 с защитным тентом в транспортном положении (привод гидравлический)

Техническая характеристика установки

Наименование показателя назначения	Значение
Максимальное давление трехплунжерного насоса, МПа	75
Максимальная суммарная производительность трехплунжерных насосов (м ³ /мин)	3,2
Диапазон плотностей приготавливаемого раствора, г/см	1,0...2,5
Максимальная производительность смешивания цементного раствора, м ³ /мин	2,3
Водоподающий насос	
- наибольшая подача, л/с	30
- наибольшее давление, МПа	1,2
Рециркуляционный насос:	
- наибольшая подача, л/с	50
- наибольшее давление, МПа	0,35
Подпорный насос	

- наибольшая подача, л/с	40
- наибольшее давление, МПа	0,15
Объемы баков не менее, м ³	
- смесительного	1,1
- осреднительного	1,5
- мерного	4 (2x2)
Ширина установки, не более, мм	2550
Высота установки в походном состоянии, не более, мм	4000
Общая масса установки, не более, кг	38300

Техническая характеристика автомобильного шасси

Наименование показателя назначения	Значение
Модель	Mercedes Benz Actros 4141 AK
Колесная формула	8 x 8
Колесная база, мм	1630+5100+1450
Допустимая полная масса, кг	41000
Двигатель:	
- Модель	OM501LA
- Тип	V6 (ЕВРО-5)
- Номинальная мощность, кВт (л.с.)	300 (408) при 1800 об\мин
- Максимальный крутящий момент, Нм	2000 при 1080 об\мин
- Генератор	28V/80A
Коробка передач	G210-16/14,2-0,83
Коробка отбора мощности	МВ 131-2с
Кабина	Типа S, 2 сидения с пневмоподвеской и подогревом

Эксплуатационно-экономические показатели установки

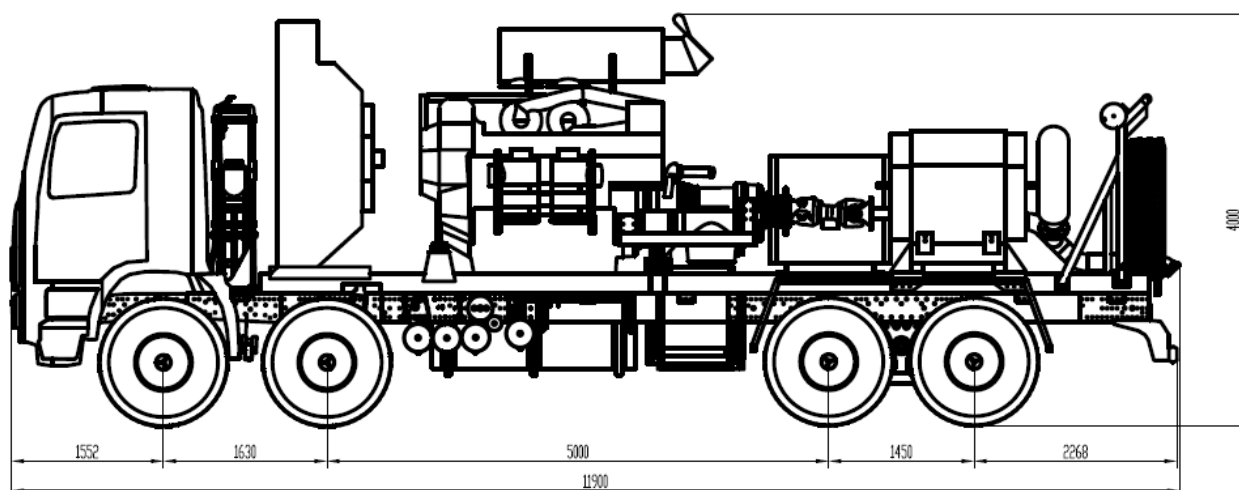
Наименование показателя назначения	Значение
Ресурс установки до первого капитального ремонта, час	5000
Срок службы, лет	10
Срок хранения в консервации изготовителя на открытом воздухе., мес.	5
Межремонтный ресурс, моточасы	1000
Количество текущих ремонтов до первого капитального	8

Лекция 3

Передовое технологическое оборудование комплексов для гидроразрыва пласта

1. Насосная установка для гидроразрыва пласта

Габаритный чертёж



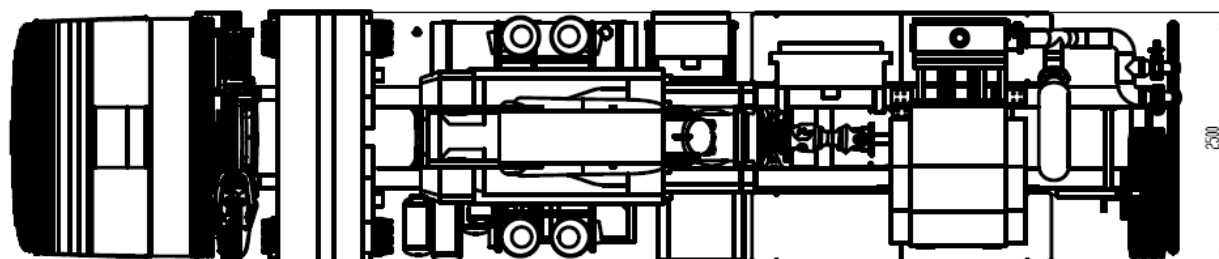
нагрузка на ось:
(axle load) 15.660 kg

нагрузка на ось:
(axle load) 18.840 kg

номер шасси: WDB 9323361L521435
(chassis number)

полный вес: 34.500 kg
(weight)

weight



АВТОМОБИЛЬНОЕ ШАССИ

Модель: Mercedes-Benz Actros

Тип : 4141 АК

Формула : 8X8

Мощность двигателя: 410 л.с.

Вес и раскладка по мостам: 44 тонны (9.0/9.0/13.0/13.0)

Тормозная система: барабанная на переднем и заднем мосту

Двигатель V6, LA, 320 кВт / 435 л.с., 1800 об/мин

Кабина : L (большая)

Топливный бак: 1000 л

Питание: 24 V

Обогревательное оборудование: Webasto для двигателя, предварительный нагрев 220V охлаждающей жидкости и масла двигателя

ПАЛУБНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ

Модель: Detroit Diesel 12V4000, укомплектован следующим:

1. Фильтры повышенной производительности.
2. Выхлопная система с глушителями, искрогасителем и защитой от дождя.
3. Система аварийного выключения (только после ручной переустановки всей аварийной системы двигатель может быть перезапущен, необходимые индикаторы выведены на панель управления.
4. Радиатор двигателя, устанавливаемый вертикально. Вентилятор имеет привод от КОМа двигателя автошасси.

Двигатель имеет два гидравлических стартера.

Устройство подачи топлива установлено на двигателе.

ПАЛУБНАЯ ТРАНСМИССИЯ

Трансмиссия Allison соединена с двигателем и приводит в движение трехплунжерный насос через карданный вал.

Обороты при полной нагрузке: 1800 – 2100 об/мин

Минимальный холостой ход (под нагрузкой): 550 об/мин

- Входная мощность: 1655 кВт
- Макс обороты на входе : 2100 об/мин

- Гидротрансформатор
- Переключение передачи при невыключенном сцеплении
- Электрический гидропереключатель передач с блокировкой гидротрансформатора.
- Блокировочная муфта
- Тормоз на выходном валу
- Масляный радиатор трансмиссии
- Вспомогательный привод масляного насоса системы смазки трехплунжерного насоса.
- Радиатор для гидропривода КОМа центробежного насоса
- Маслонасос трансмиссии
- Передаточные числа: 1ступень – 3.75:1, 2я -2.69:1, 3я – 2.20:1, 4я – 1.77:1, 5я – 1.58:1, 6я – 1.27:1, 7я – 1:1, 8я– 0.72:1 (заблокировано)

Примечание Электросистема переключения скоростей соединяется кабелем с индикатором давления трехплунжерного насоса и при скачке давления (70 МПа) переключает трансмиссию в нейтральное положение. Переключение снова работает только после того, как его переустановят в нейтральное положение, а рычаг газа будет на холостом ходу.

КАРДАНЫЙ ВАЛ

Соединяет трансмиссию с трехплунжерным насосом.

Модель Spicer;

При эксплуатации нельзя превышать максимальный угол наклона промежуточного вала, рекомендованный производителем.

Вал имеет съемное металлическое ограждение.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Имеют две гидросистемы.

Первая приводит в движение вентилятор радиатора палубного двигателя и имеет систему насосов, напрямую связанных с бортовым двигателем. Эта система также приводит в действие подпорный центробежный насос.

Вторая система приводит в движение двойную гидросистему пуска палубного двигателя и имеет гидронасос с приводом от гидравлической КОМ трансмиссии автошасси.

Системы включают в себя гидробаки, фильтры всасывания, возвратные фильтры, перепускные клапаны и гидрораспределители для обеспечения управления.

ТРЕХПЛУНЖЕРНЫЙ НАСОС

Трехплунжерный насос фирмы SPM мощностью 2250 л.с. с плунжерами 4,5” установлен позади шасси, имеет индикатор повышенного давления, который переводит трансмиссию в нейтральное положение в случае скачка давления. Рабочее давление насоса — 70 МПа

ВСАСЫВАЮЩИЙ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ МАНИФОЛЬДЫ

- Манифольд всасывания 6” подключен к насосу и выходит к краю агрегата, заканчиваясь двумя соединениями 4” Fig.100 типа «мама» с двумя поворотными задвижками 4”.
- С заднего торца имеется две линии всасывания с 4” поворотными задвижками для всасывания через подпорную магистраль.
- Со стороны двигателя имеется соединение 4” Fig.100 типа «мама», которое подключается к двум 2” шаровым кранам для забора образцов.
- Нагнетательные соединения позади насоса имеют 3” соединение Fig.1502 и патрубки типа 10 Fig.1502 («мама» - «мама») с переходниками («мама» - «папа»), а также длинное поворотное соединение типа 50 Fig.1502, достигающее уровня земли.
- На противоположной стороне гидравлической части насоса имеется 2” фланец Fig.1502 типа «мама» с тройником 2” Fig 1502, который соединен с пробковым клапаном Fig 1502, рассчитанным на рабочее давление 103 МПа. Сверху на тройнике имеется двойник 2 “ типа Y Fig 1502, на ответвлении которого установлен датчик давления марки Viatran, а на другом конце регистрирующая давление головка, соединенная шлангом с манометром диапазона измерения 0 - 103 МПа.
- Центробежный насос расположен позади агрегата. Размер насоса 4” x 5” R -74 - 1 7/8”, Magnum Mission с гидроприводом.

УСТРАНЕНИЕ КАВИТАЦИИ ПРИ ВСАСЫВАНИИ

Устройство для устранения кавитации имеет соединения 6”, через которые оно подключается к манифольду всасывания. Имеет также 1/2” линию сброса давления с шаровым клапаном и манометром.

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

Двигатель автошасси

- Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO Трубопровод для отбора тепла из системы охлаждения двигателя для обогрева иных систем.
- Обогреватель гидробака.
- Электропроводяной обогреватель рубашки двигателя 220 V
- Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V
- Электрообогреватель картера двигателя 220V
- Электрообогреватель гидробака.220V.

Палубный двигатель

- Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO Трубопровод для отбора тепла из системы охлаждения двигателя для обогрева иных систем.
- Обогреватель гидробака.
- Электропроводяной обогреватель рубашки двигателя 220 V
- Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V
- Электрообогреватель картера двигателя 220V

ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ

Агрегат управляется с бортового или дистанционного пульта. Бортовая консоль управления ставится сбоку на шасси, а дистанционный пульт с кабельным соединением может быть вынесен на расстоянии около 45 м от агрегата. Кроме того, агрегатом можно управлять из центра управления ГРП (только при использовании процессоров AMD). Обе панели комплектуются следующим:

Бортовая панель

- Выключатель питания
- Переключатель скорости трансмиссии
- Прибор давления гидротрансформатора трансмиссии
- Прибор давления муфты блокировки трансмиссии
- Тахометр
- Переключатель скоростей
- Ключ стартера
- Выключение двигателя
- Аварийное выключение двигателя
- Давление воздуха
- Давление масла в трехплунжерном насосе
- Переключатель «нейтраль- тормоз»
- Переключатель управления «бортовое – дистанционное»
- Температура воды в радиаторе палубного двигателя
- Выключатель защиты от скачков давления, который переводит двигатель на холостые обороты , а трансмиссию – в нейтральное положение при возникновении сбоя в системе.

- Отдельный ручной выключатель для аварийного перевода системы в нейтральное положение.
- Кабель дистанционного управления (наматывается «восьмеркой»).
- Подача трёхплунжерного насоса, суммарная подача, обнуление.
- Температура масла в трансмиссии, в насосе, температура циркулирующей воды.

Функциональная и сигнальная система

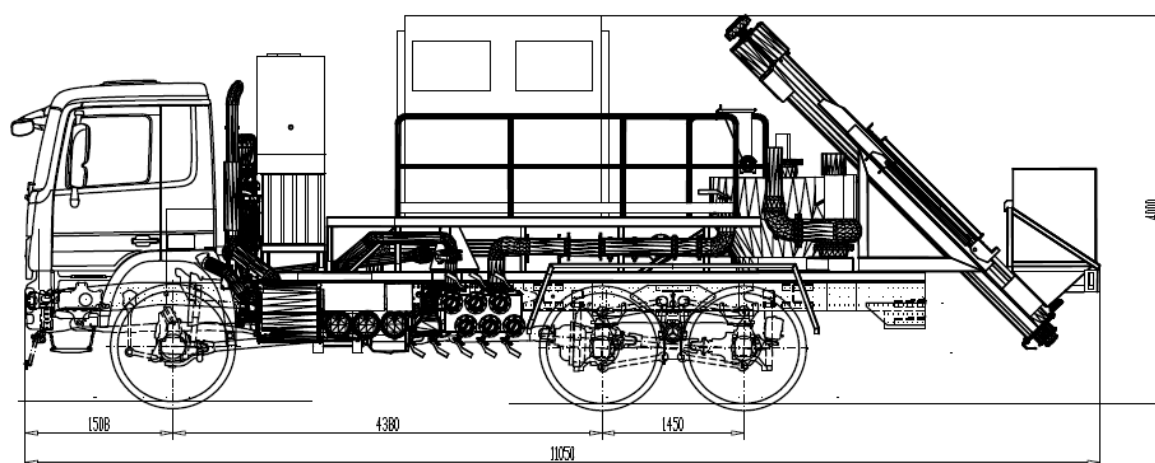
- Переключатель испытания индикаторов панели
 - Сигнальная лампа Питание
 - Сигнальная лампа Бортовое или дистанционное управление
 - Сигнальная лампа Низкое давление в гидротрансформаторе трансмиссии
 - Сигнальная лампа Высокая температура масла гидротрансформатора
 - Сигнальная лампа Низкое давление в трансмиссии
 - Сигнальная лампа Гидротрансформатор отключён
 - Сигнальная лампа Блокировка включена
 - Сигнальная лампа Номера передачи трансмиссии
 - Сигнальная лампа Низкое давление смазочного масла в трёхплунжерном насосе
 - Сигнальная лампа Тормоз включен
 - Панель Критические параметры двигателя
 - Сигнальная лампа Низкое давление масла в двигателе
 - Сигнальная лампа Высокая температура воды в двигателе
-
- Питание
 - Палубный двигатель включен/выключен
 - Переключатель скорости трансмиссии
 - Цифровой индикатор оборотов насоса (с обнулением)
 - Управление дроссельной заслонкой двигателя
 - Аварийное выключение двигателя
 - Переключатель нейтраль/тормоз
 - Тахометр двигателя
 - Переключатель значения максимального давления

Функциональная и сигнальная система

- Переключатель испытания индикаторов
- Индикаторная лампа Питание
- Индикаторная лампа Ступень трансмиссии
- Индикаторная лампа Режим работа гидротрасформатора
- Индикаторная лампа Режим включена блокировка
- Тормоз трансмиссии
- Штатное выключение двигателя

2. Смесительная установка для гидроразрыва

Габаритный чертёж

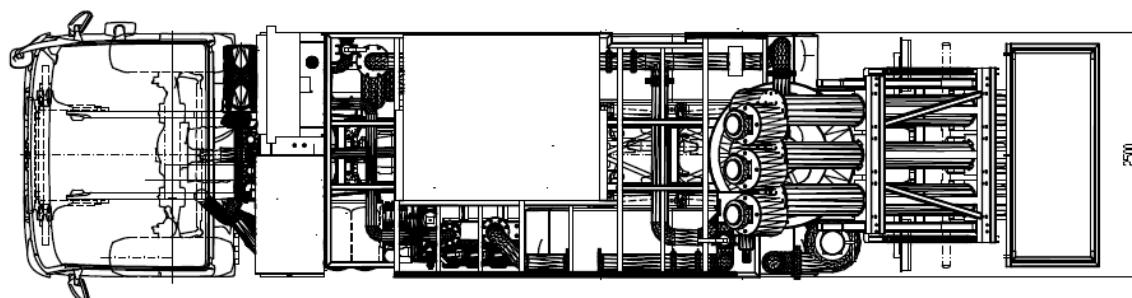


нагрузка на ось: 7.400 kg
(axle loaded)

нагрузка на ось: 15.600 kg
(axle load; unloaded)

номер шасси: WDB 930183 1L 515846
(chassis number)

полный вес: 23.000 kg
(weight)



Смесительная установка для гидроразрыва FB-100 предназначена для непрерывного смешивания жидкостей для проведения ГРП (проппантов, гелей, сухих и жидких химреагентов) при окружающей температуре от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$. **Состав установки:**

- автомобильное шасси;
- гидравлическая система;
- система подачи жидких смесей;
- шнеки для подачи проппанта;
- система подачи сухих и жидких химреагентов;

- система управления.

Техническая характеристика:

- Макс подача - 15540 л\мин
- Макс давление при подаче - 482 кПа
- Макс плотность подачи - 1,78 г\см³
- Макс подача пропанта - 6804 кг/мин
- Макс подача жидких реагентов - 38,4 л\мин
- Макс подача сухих реагентов - см. далее

СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ

ШАССИ

Mercedes Benz Actros 3351A 6X6

кабина: L (большая)

двигатель: V8 , 510 л.с.

трансмиссия: MB механическая 16-ти ступенчатая

колеса: 14 R 20 обычные

обогрев: система обогрева Webasto, обогреватель 220 V

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Питается от гидравлического насоса с мультивыходом, примым в действие от двигателя автошасси. Имеет четыре замкнутых гидравлических контура и служит в качестве привода для следующих агрегатов:

- всасывающего центробежного насоса
- подающего центробежного насоса
- трех моторов на шнеках подачи пропанта

Также устанавливается силовая гидросистема с открытым контуром для привода:

- мотора смесителя ванны блендера
- двух моторов для подачи жидких химикатов
- двух моторов для подачи сухих химикатов
- цилиндра подъема шнеков для пропанта

- мотора охладителя гидравлического масла

Данные контуры состоят из следующих основных частей:

- гидравлический резервуар, типовой для гидросистем, содержит:
- внутренние перегородки для обеспечения максимальной эффективности охлаждения
- грубый фильтр на линии всасывания
- люк для очистки, уровень
- крышка вентиляционного клапана
- изготовлен из углеродистой стали
- фильтры для всех систем с замкнутым контуром
- гидравлические фильтры для рециркуляционной линии с открытым контуром
- охладитель масла гидравлической системы
- все дополнительные шланги и клапаны.

СИСТЕМА ПОДАЧИ ЖИДКИХ СМЕСЕЙ

Манифольд всасывания

Установлен с правой стороны агрегата и состоит из собственно манифольда, всасывающего центробежного насоса и соединительного трубопровода, ведущего к ванне блендера.

Имеет девять 4” Fig 206 резьбовых соединений. Каждое соединение Fig 206 имеет 4” поворотную заслонку и крышку на цепочке.

В начале манифольда всасывания имеется всасывающий центробежный насос Mission Sandmaster 8”x10” (или аналогичный) с сальниковыми уплотнениями. Производительность насоса – 9540 литров в минуту жидкости или жидкой смеси для подачи в ванну блендера.

На нагнетательной линии этого центробежного насоса устанавливался трубопровод 6”, ведущий к ванне блендера. На трубопроводе установлен магнитный расходомер 6” для замеров скорости подачи. Перед входом ванны устанавливался ручной поворотный вентиль 6”. Приборы контроля выведены на панель оператора.

Во всасывающем трубопроводе агрегата имеется байпасная линия 6” (для сброса в ванну) с 6” клапанами с дистанционным управлением для быстрого перехода на режим промывки или выполнения иных работ.

Ванна блендера

Имеется система смешивания для получения высокой плотности раствора, состоящая из открытой ванны с ограждением и тарельчатым дном, и лопаточного перемешивателя. Оператор имеет возможность непрерывно наблюдать за состоянием раствора. Конструкция ванны включает в себя:

- входную 6” трубу с двойным диффузором, расположенным ниже уровня жидкости, и позволяющим подавать жидкость без воздушных пузырьков равномерно по всему диаметру ванны;
- перемешиватель с гидроприводом, установлен вверху для придания большей эффективности процессу;
- специальные профили на стенках ванны, для возврата раствора с целью повторного тщательного перемешивания;
- специальное расположение перемешивателя и канала подачи раствора, что позволяет им работать таким образом, чтобы придать смеси максимальную однородность.

Такая конструкция позволяет смешивать с плотностью до $1,78 \text{ г/см}^3$ и, кроме того, позволяет подавать готовый раствор в большом диапазоне скоростей без снижения производительности. Поэтому при низкой скорости подачи малые объемы перемешиваются с малой разницей по плотности.

Нагнетательный манифольд

Устанавливается с левой стороны агрегата и состоит из собственно манифольда, нагнетательного центробежного насоса и трубопровода, соединяющего его с ванной блендера.

Центробежный насос Mission Sandmaster 8”x10” (или аналог) с механическими уплотнениями устанавливается с левой стороны. Всасывающий вход подключается к нагнетательному выходу ванны. Соединительный трубопровод позволяет оператору использовать полный объем ванны без потери времени на разгрузку ванны. Насос может перекачивать жидкости и растворы со скоростью до 9540 литров в мин. в нагнетательный манифольд. На выходе насоса установлена рециркуляционная линия 2” с клапанами, которая соединяется с ванной.

Магнитный расходомер 6” и радиоактивный денсиметр устанавливаются между выходом насоса и манифольдом для замера скорости и плотности раствора соответственно.

Данный манифольд имеет шесть 4” Fig 206 соединений, каждое из которых имеет 4” поворотную заслонку.

Также на выходе манифольда установлена «предгелевая» линия 4”, состоящая из линии 4”, идущей от манифольда к линии всасывания агрегата, заканчивающейся двумя 4” Fig 206 соединениями с поворотными задвижками 4”.

ШНЕКИ ДЛЯ ПОДАЧИ ПРОПАНТА

Позади агрегата устанавливается система шнеков для подачи проппанта, с подвозящих его машин, в ванну для смешивания. Их два, что составляет полный шнек 12”.

Производительность каждого шнека – 4 500 кг/мин.

Для низких скоростей перекачивания установлен дополнительный шнек 6” с максимальной скоростью 1 500 кг/мин.

В основании двойной шнековой системы устанавливается загрузочный бункер. Максимальная высота установки бункера над землей – 0,8 м.

Дополнительно устанавливается бункер с откидными бортами с конвейером для проппанта.

Система шнеков имеет гидравлический цилиндр для подъема и опускания, а также механическое стопорное устройство для его фиксации в верхнем положении. На каждом шнеке устанавливается соединение 3” Fig 206 с крышкой и цепью для возможности очистки.

СИСТЕМА ВВОДА ЖИДКИХ РЕАГЕНТОВ

Имеется две системы, каждая из которых имеет насос с гидроприводом и кориолисовый расходомер

Максимальная скорость подачи для 1й системы – 19 л./мин., а для двух - 38 л./мин.

СИСТЕМА ВВОДА СУХИХ РЕАГЕНТОВ

Имеется две системы, каждая из которых имеет усиленный бункер и приводной вал (все их из нержавеющей стали), высокоточный шнек, датчик оборотов и кабель. Скорость подачи для первой системы 0,1 – 1,8 кг/мин, для второй - 1,5 – 25 кг/мин.

Конструкция позволяет производить замену шнеков на другие типоразмеры, в зависимости от требуемой скорости подачи, при необходимости.

Один бункер содержит 0,03 м³ химреагентов.

ПЛОЩАДКА ОПЕРАТОРА

Площадка устанавливается между ванной и кабиной водителя с лестницами с двух сторон, сетчатым полом, поручнями с калиткой для приема поддона с сухими реагентами, а также кабиной с пультом управления для обеспечения полного контроля оператора над процессом, а также полного обзора ванны и доступа к управляющим задвижкам, за исключением задвижек манифольдов всасывания и нагнетания.

Кабина оператора

Помимо защиты оператора от непогоды, кабина сконструирована так, чтобы дать оператору полный обзор, даже если он не поднимается с кресла. Панель управления устанавливается слева от него, когда он повернут лицом к ванне. Описание кабины:

- каркас из труб квадратного сечения;

- кабина их алюминия;
- дверь с замком и окном;
- переднее и заднее окна, обеспечивающие обзор в 360⁰ при ГРП;
- кресло
- потолочный светильник

Приборы и органы управления

Приборы и органы управления устанавливаются группами на панели из нержавеющей стали с надписями выполненными гравировкой.

Группа «Силовой агрегат»

- Выключение двигателя
- Рукоятка газа
- Тахометр
- Давление масла
- Температура охлаждающей жидкости

Группа «Блендер»

- Объём всасывания и суммарные данные (с обнулением)
- Объём подачи и суммарные данные (с обнулением) от магнитного расходомера
- Объём подачи и суммарные данные (с обнулением) от турбинного расходомера
- Плотность подачи (дистанционный пульт)
- Давление всасывания
- Давление нагнетания
- Три регулятора скорости шнеков для подачи проппанта
- Три индикатора объёма подачи проппанта и суммарные данные (с обнулением)
- Три переключателя режима работы шнеков (ручной/автомат)
- Два регулятора оборотов насоса для подачи жидких химикатов.
- Два индикатора объёма подачи жидких химикатов и суммарные данные (с обнулением)
- Два переключателя режима работы химического насоса (ручной/автомат)
- Два регулятора скорости подачи сухих химикатов
- Дисплей скорости подачи и суммарные данные (с обнулением)
- Переключатель режимов подачи (ручной/автомат)

- Температура гидравлического масла
- Управление подъемом шнеков для подачи проппанта.
- Управление скоростью оборотов смесителя
- Управление положением всасывающего клапана на входе ванны
- Открытие/закрытие байпасного клапана ванны.
- Открытие/закрытие клапана разгрузки ванны
- Панель управления уровнем жидкости в ванне и переключение режимов (ручной/автомат)

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПЛОТНОСТИ

Общие положения

Здесь описывается устройство автоматической системы контроля плотности и подачи химреагентов ABC-2. Система позволяет программировать работу и вносить изменения в процессе. Программирование выполняется на дисплее, расположенном на панели управления блендером, либо с пульта дистанционного управления. Можно заранее программировать до 50 этапов работы.

Управление подачей химреагентов

Автоматическая система управления позволяет устанавливать нужную скорость подачи на основании скорости всасывания и изменяет скорость работы насосов. Система также позволяет оператору вводить различные этапы, а также следующие данные для устройства подачи реагентов:

- Кол-во этапов
- Начальный объем этапа
- Конечный объем этапа
- Соотношение

Контроль плотности

Применяется для контроля плотности раствора при ГРП с учетом изменения объема подачи. Плотность можно менять поэтапно (ступенчатый ГРП) или динамически для достижения плавного изменения (плавный ГРП). С помощью системы можно построить сложный график плотности с большим количеством промежуточных этапов.

Система также позволяет оператору вводить данные о различных этапах, а также следующие данные для каждого шнека:

- Кол-во этапов

- Объем этапа
- Начальная плотность этапа
- Конечная плотность этапа
- Плотность смеси проппанта для этапа

Интерфейс и дисплей

Система АВС-2 оснащается люминисцентным дисплеем и клавиатурой для введения цифровых значений или масштабирования данных датчиков, а также «горячих» клавиш для включения обычных функций. Дисплей и клавиатура защищены от непогоды.

Контролируются следующие параметры:

- Скорость всасывания и конечный объем
- Скорость подачи и конечный объем
- Плотность измеренная
- Плотность рассчитанная
- Плотность искомая
- Скорость шнека 1
- Скорость шнека 2
- Скорость шнека 3
- Скорость подачи проппанта
- Объем поданного проппанта
- Скорость и объем подачи жидких реагентов
- Скорость и объем подачи сухих реагентов
- Обнуление

Горячие клавиши:

- Установка программы
- Масштабирование датчика
- Пуск
- Захват этапа
- Следующий этап

Система оборудована портом RS 232 или аналогом для загрузки данных в центр управления работами. Поток данных полностью конфигурируется. В него входит следующее:

- Скорость всасывания и конечный объем

- Скорость подачи и конечный объем

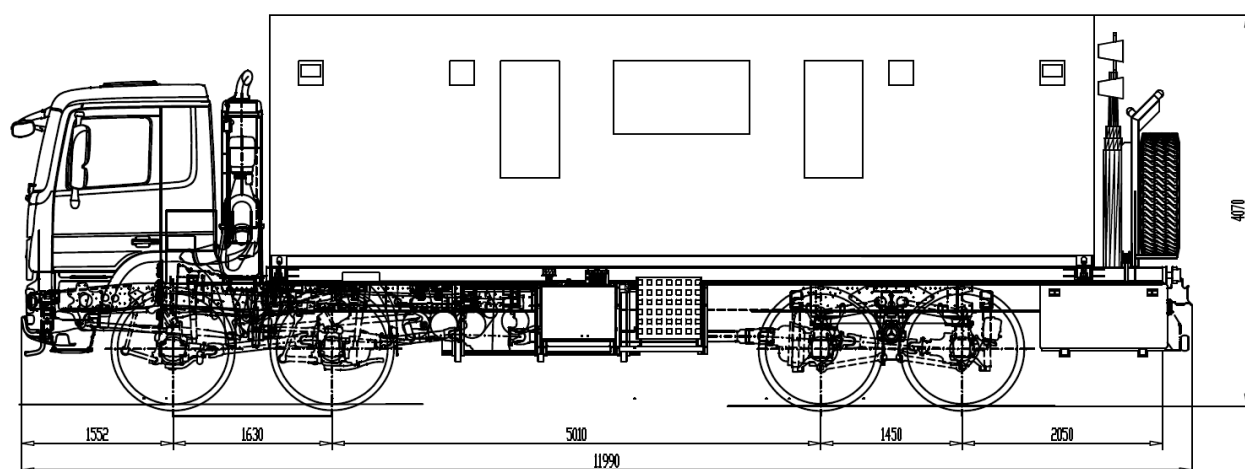
- Плотность измеренная
- Плотность рассчитанная
- Плотность искомая
- Скорость шнека подачи проппанта 1
- Скорость шнека подачи проппанта 2
- Скорость подачи проппанта шнека 1
- Скорость подачи проппанта шнека 2
- Общий объем поданного проппанта
- Скорость и объем подачи жидких реагентов 1
- Скорость и объем подачи жидких реагентов 2
- Скорость шнека 1 подачи сухих реагентов
- Скорость шнека 2 подачи сухих реагентов
- Номер этапа

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

- Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO Трубопровод для отбора тепла из системы охлаждения двигателя для обогрева иных систем.
- Обогреватель гидробака.
- Электроводяной обогреватель рубашки двигателя 220 V
- Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V
- Электрообогреватель картера двигателя 220V
- Электрообогреватель гидробака.220V.

3. Установка подачи химических реагентов

Габаритный чертёж



нагрузка на ось; пустой: 11.500 kg
(axle load; unloaded)

нагрузка на ось полная: 14.000 kg
(axle load; loaded)

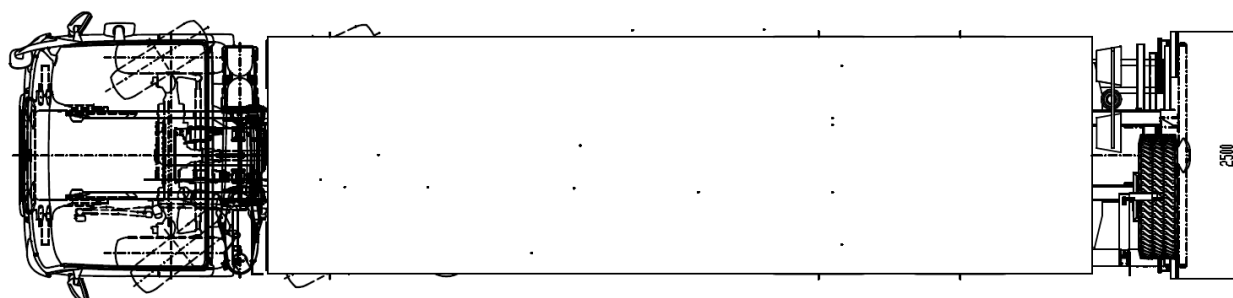
нагрузка на ось; пустой: 11.900 kg
(axle load; unloaded)

нагрузка на ось; полная: 18.000 kg
(axle load; loaded)

номер шасси: WDB 9323361L508685
(chassis number)

полный вес: 32.000 kg
(weight)

Пожалуйста не перегружайте
грузовик с тяжелой жидкостью.
(Please do not overload the truck with heavy
fluid.)



Агрегат монтируется на шасси 8 x 8 Mercedes Benz, тип MB Actros 4141 АК, и предназначен для эксплуатации в условиях пересеченной местности.

Агрегат имеет кабину оператора, в которой расположен путь управления насосами и процессом смешивания.

Все бортовые насосы работают независимо друг от друга. Пять насосов подачи химреагентов с гидроприводами, а также расходомеры управляются автоматически и обеспечивают с высокую степенью точности по дозировке и скорости подачи.

АВТОШАССИ

Модель: Mercedes-Benz

Тип : Actros 4141 АК

Колёсная формула : 8X8

Вес и раскладка по мостам: 44.0 тонны (9.0/9.0/13.0/13.0)

Тормозная система: барабанная на переднем и заднем мосту

Двигатель V6, LA, 300 кВт (410 л.с.), 1800 об/мин

Кабина : большая)

Топливный бак: 1000 л

Питание: 24 V

Обогрев: обогреватель Webasto для двигателя,

предварительный нагрев топлива и масла 220 V

КОНТЕЙНЕР

Установлен на шасси. Разделен на три секции.

- Впереди установлены резервуары 3х2000 л. У каждого по два насоса химреагентов.
- Средняя секция - комната оператора с панелью управления. Доступ через дверь (с окном) со ступеньками.
- Над панелью управления имеется окно.
- В химической секции – две двери, впереди и сзади.
- Позади устанавливаются три химических резервуара 3 х 2000 л. Каждый имеет по два насоса химреагентов.
- Для вывода испарений из помещений имеется вентилятор.
- Каждое помещение обогревается от сети 220V нагревателями 4 кВт и через два теплообменника мощностью 5 кВт, соединенными с системой охлаждения двигателя.
- На обеих сторонах устанавливаются прожекторы на 220V для обеспечения круглосуточной работы. Внутреннее освещение также рассчитано на напряжение 220V

НАСОСЫ ХИМРЕАГЕНТОВ

- Установка применяется для перевозки и точной подачи жидких и сухих реагентов при ГРП.
- Каждый резервуар имеет по два насоса (для обеспечения надежности работы).
- Насосы могут работать в ручном и автоматическом режиме. Все необходимые соединения, шланги и барабаны для их намотки, шаровые краны – в комплекте.

- Все насосы - с гидроприводом, приводимым от КОМа автошасси.

Скорость подачи:

- 6 шт. шестеренчатых насосов: 0,5 – 15 л/мин
- 6 шт шестеренчатых насосов 1 – 30 л/мин
- Все трубопроводы из нержавеющей стали.
- Имеется специальная система для промыва насосов и шлангов. Для удаления жидкости имеется пневматическая система. Эти системы могут подключаться к каждой системе подачи химреагентов отдельно.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

В систему гидравлики входят фильтры линий всасывания и возврата, перепускные клапаны, гидрораспределители, нагреватели, соединения для поиска и устранения неисправностей. Все соединения соответствуют рекомендациям производителей по давлению и температурам. Все торцы шлангов предназначены для повторного использования. Система приводит в действие 12 насосов химреагентов.

ГЕНЕРАТОР

Для обеспечения нужного электропитания имеется генератор на 30 кВт с приводом от КОМа автошасси. Напряжение 400 V, частота 50 Hz, 3-фазный.

МАЧТА ОСВЕЩЕНИЯ

Установивлена впереди агрегата, управляется пневматикой. Максимальная высота - 7 м.

Прожекторы 4 x 300 Вт.

ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ НАСОСАМИ

На панели управления в кабине оператора:

- давление масла в двигателе
- температура в двигателе
- пуск двигателя
- приборы генератора (амперметр и вольтметр)
- 6 шт. выключателей насосов химреагентов
- 6 шт переключателей режимов авто/ручной
- 6 шт регуляторов оборотов
- панель калибровки и ввода программы работы насосов:
 - скорость подачи и сумматор блендера
 - скорость всасывания и сумматор линии всасывания

- скорость подачи при промывке блендера
- давление в трубопроводе 1
- 6 шт. скорости подачи и сумматоры для каждого насоса
- 6 шт. давление в насосе

- Введение данных

Максимальное количество этапов работы для каждого насоса – 10. Можно программировать отдельно. Программируются концентрация реагентов и суммарная подача раствора

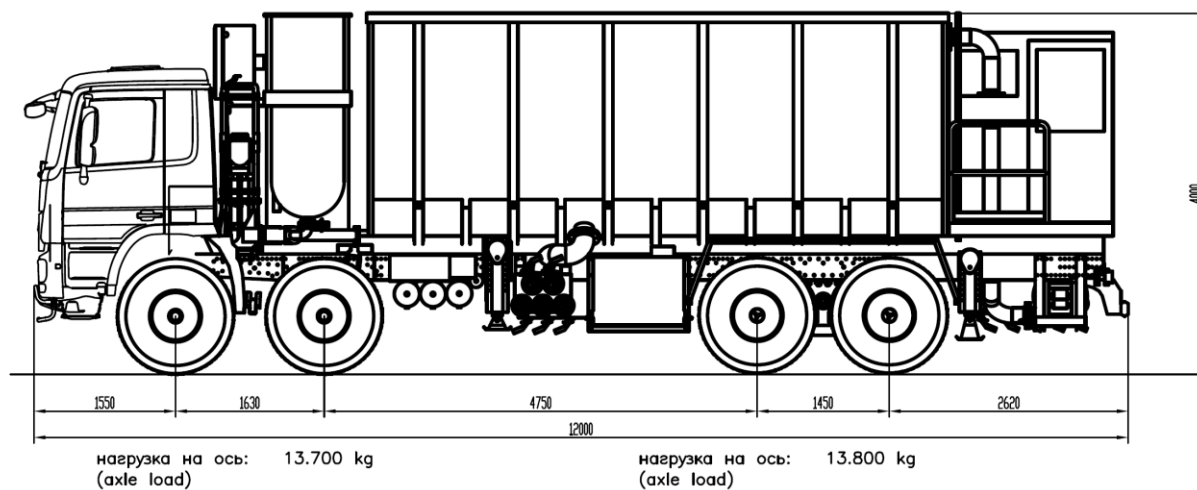
СИСТЕМА ОБОГРЕВА

- Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO. Трубопровод для отбора тепла из системы охлаждения двигателя для обогрева иных систем.
- Обогреватель гидробака.
- Электроводяной обогреватель рубашки двигателя 220 V
- Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V
- Электрообогреватель картера двигателя 220V
- Электрообогреватель гидробака. 220V.

4. Установка гидротационная

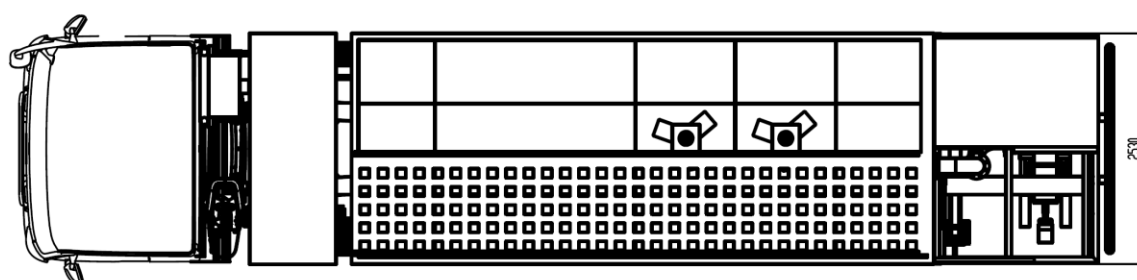
Объём гидротационного бака — 35 м³.

Габаритный чертёж



номер шасси: WDB 9323361L508684
(chassis number)

полный вес: 27.500 kg
(weight)



Автомобильное шасси: Mercedes Benz 4141 AK 8x8 /4 4800

Двигатель V6 300 KW, 1800 об/мин.

Трансмиссия ZF G 210-16/14, 2-0, 83

Коробка отбора мощности MB 125-11B/2C

Нагрузка на оси 36,0 Т (9,0/9,0/9,0/9,0)

Размер покрышек 14.00 R20 VA/NLA

Размер покрышек 14.00 R20 HA

Вместимость топливного бака 955л.

Дизельное топливо

Манифольд всасывания

Агрегат подключается при помощи 9 быстроразъёмных соединений 4" fig 206 к резервуарам. Центробежный насос Mission подает рабочую жидкость в гидратационный бак со скоростью 8 м³/мин под давлением 0,2 МПа. Для контроля за подачей установлен магнитный расходомер. В линии всасывания измеряются величина pH, температура и скорость потока.

Напорный манифольд

Этот манифольд соединяется со всасывающим при помощи пяти 4" рукавов. Центробежный насос не устанавливается, таким образом блендер должен всасывать флюид из гидратационного агрегата.

Для управления качеством приготавливаемого геля в линии нагнетания имеются вискозиметр и электромагнитный расходомер.

Система подачи сухих реагентов

Содержит центробежный насос с подачей 1 м³/мин под давлением 0,5 МПа для забора чистой воды из входной линии гидратационного резервуара и возврата флюида назад через струйный смеситель в нижнюю часть первого отсека гидратационного резервуара.

Гидратационный резервуар

Резервуар объемом 40 м³ разделен на шесть отсеков. Первый – для гидратации. Флюид сначала подается на специальную «вихревую плату», собственной разработки фирмы STA, для полного смешивания нового и старого флюида и предотвращения его застывания в этом отсеке.

Флюид поступает последовательно, по-очереди во все отсеки.

Второй и третий отсеки имеют встроенные лопастные перемешиватели.

Для полного опорожнения резервуара между отсеками стоят донные дисковые клапаны, которые открываются вручную с помощью рычагов, установленных сверху резервуара. На резервуаре имеется автоматический контроль уровня заполнения, для запуска всасывающего насоса в автоматическом режиме. Уровень регулируется с помощью крана с пневматическим управлением.

Бак для гуара

Имеется 5000-литровый резервуар со шнековым смесителем, установленном на его дне, для хранения, накопления и постоянного перемешивания гуара. Шнековый смеситель подаёт раствор гуара в зависимости от работы всасывающего насоса на выходе. Также имеются

визуальный и электронный контроли уровня и 2” трубопровод для заполнения. Резервуар может обогреваться от системы охлаждения двигателя шасси.

Система подачи раствора гуара

Два винтовых насоса, прикрепленные фланцами к дну резервуара, перекачивают раствор гуара на манифольд всасывания. Имеются обратные клапаны, изолирующие насосы от резервуара. При низких температурах насосы могут обогреваться от системы охлаждения двигателя шасси. Скорость подачи каждого насоса – от 5 до 100 л в минуту. Насосы подают раствор через кориолисов расходомер. Оба насоса могут регулироваться как вручную, так и автоматически. Насосы промываются дизельным топливом из отдельного бака.

Химический насос

Установлен дополнительный химический насос с приводом от гидросистемы для перекачки реагентов из внешнего источника. С ним устанавливается кориолисовый расходомер. Насос работает в ручном или автоматическом режимах с подачей от 1 до 30 л/мин.

Кабина оператора

Установлена сзади резервуара и обеспечивает оператору полный обзор рабочей зоны и управление агрегатом. Кабина обогревается от системы охлаждения двигателя.

Панель управления

Давление масла в двигателе

Температура в двигателе

Уровень топлива в баке

Температура гидравлики

Давление в гидравлики

Величина подачи и суммарное всасывание

Температура флюида

Уровень pH

Уровень заполнения

Скорость потока подачи и суммарная подача

Вязкость при подаче

Скорость подачи раствора гуара и сумматор

Уровень в накопительном баке гуара

Скорость подачи химреагентов и сумматор

Аварийная остановка

Скорость подачи блендера и сумматор

Давление в насосе ГРП

Система обогрева

Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO .

Электрообогреватель рубашки двигателя 220 V

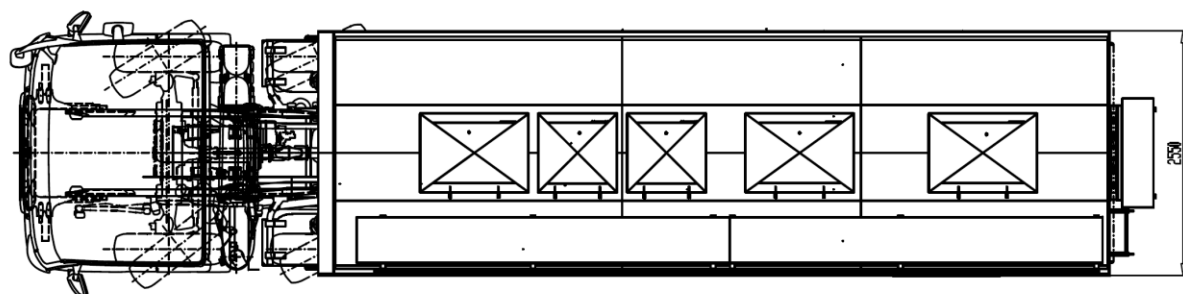
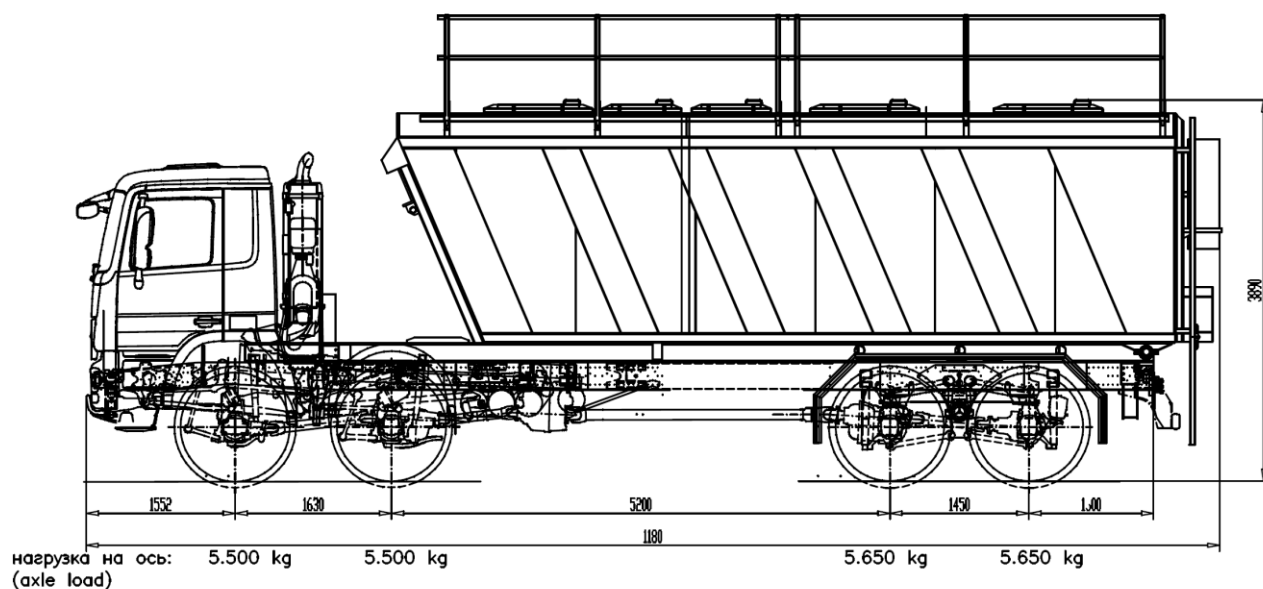
Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V

Электрообогреватель картера двигателя 220V

Электрообогреватель гидробака 220V.

5. Установка подачи сыпучих веществ

Габаритный чертёж



Sand Truck

номер шасси WDB 932336 1L 508 267
(chassis number)
полный вес: 22.300 kg
(weight)

Техническая характеристика:

Агрегат пригоден для непрерывной эксплуатации в условиях пересеченной местности в автономном режиме. Имеет низкий уровень вибраций и шума при работе, собственное ночное освещение. Принимает и разгружает в блендер до 60 тонн проппанта.

ВНИМАНИЕ: по автодорогам Российской Федерации разрешается перевозить не более 25 тонн проппанта.

СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ

1. ШАССИ

Модель: Mercedes-Benz Actros

Тип : 4141 АК

Формула : 8X8

Мощность двигателя: 410 л.с.

Вес и раскладка по мостам: 44.0 тонны (9.0/9.0/13.0/13.0)

Тормозная система: барабанная на переднем и заднем мостах

Двигатель V6, LA, 320 кВт/435 л.с., 1800 об/мин

Кабина: L (большая)

Топливный бак: 1 000 л

Питание: 24 V

2. РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ПРОПАНТА

- Общая вместимость – 60 тонн (при плотности 1700 кг/м^3 , двухсекционный (задняя секция вмещает 60% перевозимого груза), закрытый, на шасси.
- Имеется максимально возможное количество (кратное трем) загрузочных люков размером 600 x 600 мм.
- Лестница.
- Трап из гофрированного металла с поручнями на крыше по всей длине резервуара.
- Задние разгрузочные желоба с гидравлическими створками в задней части резервуара. Желоба имеют механические замки для перемещения на большие расстояния.

Управление желобами находится в задней части установки. Обеспечивает плавную выгрузку пропанта в блендер при выполнении операций по ГРП.

Минимальная высота над землей при поднятом бункере – не более 1 м.

Резервуар поднимается в нужное разгрузочное положение с помощью гидроцилиндра. Имеется возможность фиксации резервуара в поднятом положении.

Имеет четыре аутригера для придания дополнительной устойчивости установке при разгрузке, по два спереди и сзади, которые устанавливаются до начала работы, если в бункере имеется не менее 15 тонн пропанта.

3. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Приводится в действие гидравлическим насосом с приводом от КОМ шасси и обеспечивает работу следующих узлов агрегата:

- главный подъемный цилиндр резервуара
- цилиндры открытия желобов
- цилиндр подъема желоба
- аутриггеры

Гидравлическая система содержит:

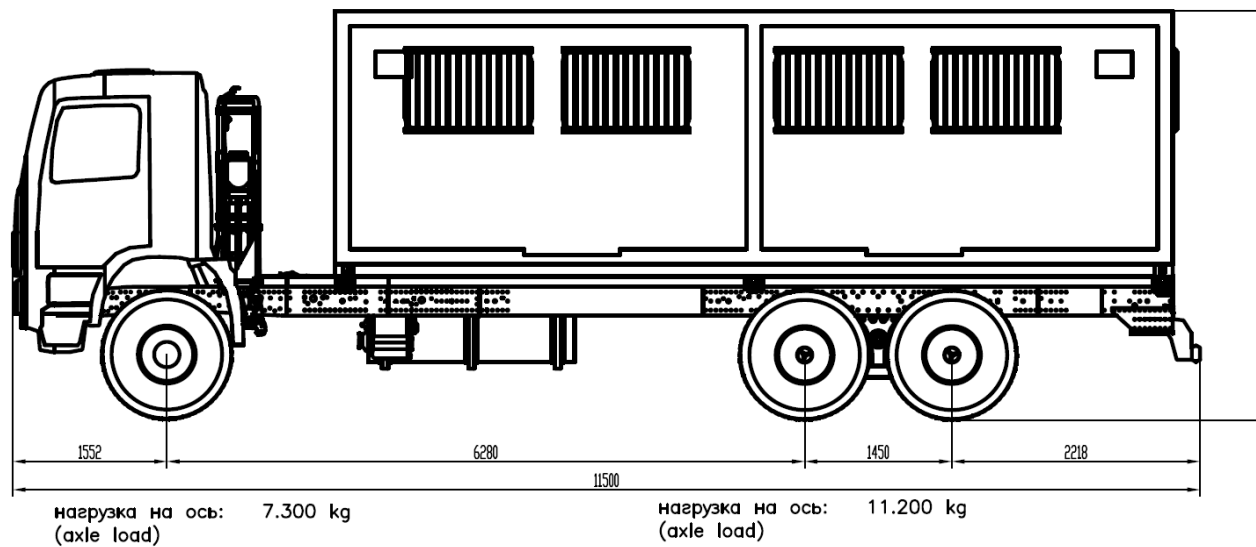
- двойное управление на обоих бортах в задней части шасси.
- гидробак закреплен на раме шасси и имеет уровнемеры с двух сторон.
- все гидрошланги закреплены во избежание истирания о подвижные части агрегата.
- все необходимые распределительные устройства, клапаны, фильтры и манометры.

4. ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

- Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO Трубопровод для отбора тепла из системы охлаждения двигателя для обогрева иных систем.
- Обогреватель гидробака.
- Электроводяной обогреватель рубашки двигателя 220 V
- Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V
- Электрообогреватель картера двигателя 220V
- Электрообогреватель гидробака.220V.

6. Станция сбора и контроля данных

Габаритный чертёж



номер шасси: WDB9301831L522249
(chassis number)

полный вес: 18.500 kg
(weight)



Автомобильное шасси: Mercedes Benz 3232 АК 6x6

Двигатель V8 235 кВт., EURO V

Трансмиссия: механическая, 16 скоростей

Нагрузка на переднюю ось 9000 кг

Нагрузка на задние оси 13000 кг

Размер покрышек 14.00 R20, односкатная ошиновка

Дизельное топливо

Система обогрева: Webasto , обогреватель 220 V

Контейнер (блок-бокс)

В блок-боксе располагаются все органы управления, приборы и компьютеры для работы инженера по ГРП. Помещение имеет следующие габариты: высота 2.16 м, ширина: 2.55 м, длина 9.0 м

Помещение делится на две комнаты: одна для управления ГРП, а вторая – лаборатория ГРП с необходимым оборудованием. Помещение полностью изолировано от окружающей среды. Имеется три окна и запираемая дверь с лестницей, освещение и сеть с выключателями и розетками, вся необходимая для работы мебель. На полу устойчивое к истиранию покрытие. Снаружи установлены запираемые ящики для хранения катушек с кабелем, инструмента и других вспомогательных и измерительных устройств и приспособлений.

Снаружи кабины установлены сигнальные и габаритные огни и 4 регулируемые прожектора рассеянно-направленного действия.

Внешние соединения

На установке предусмотрен шкаф для хранения катушек с кабелем, предназначенным для подсоединения планки с разъёмами к следующему оборудованию и приборам:

- подключения датчика плотности
- подключения датчика трубного давления
- подключения датчика затрубного давления
- подключения датчика расхода на выходе смесителя-блендера
- подключения датчика температуры

Все кабельные подключения соответствуют тяжёлым и особо тяжёлым условиям эксплуатации. Кабельные разъёмы подключены к соответствующему оборудованию, установленному внутри установки.

Кабели и катушки

Внутри блок-бокса установлен запираемый шкаф с 4 кабельными катушками, на каждой из которых имеется 40 метров кабеля для подключения различных устройств к системе сбора данных. Катушки оснащены прочными системами намотки и опорами. В комплекте с этими катушками находятся 3 электрических датчика высокого давления.

Генератор

Генератор мощностью 30 KVA приводится от КОМа двигателя шасси. Предназначен для автономного питания всего оборудования блок-бокса. Имеются внешние розетки для подключения других потребителей питания.

Техническая характеристика генератора: 400 В, 29 А, 50 Гц

Органы управления генератором находятся в комнате управления.

Система бесперебойного питания гарантирует от потери ценных данных на компьютере в случае сбоя в системе питания.

Центр управления ГРП

Панель управления позволяет управлять одновременно шестью насосными установками ГРП. Для этого панель делится на шесть секторов, в каждом из которых размещаются следующие элементы:

органы управления

дросельная заслонка двигателя

переключатель скорости трансмиссии

выключатель блокировки замедлителя

выключатель питания

тормоз трансмиссии

аварийная остановка двигателя

штатная остановка двигателя

проверка индикаторов

пуск двигателя

насос смазки трансмиссии

сброс установки аварийного давления

приборы и индикаторы

нормальная работа двигателя

нормальная работа трехплунжерного насоса

нормальная работа трансмиссии

неполадки в работе системы

статус гидротрансформатора

тахометр бортового двигателя

давление в трехплунжерном насосе с модулем защиты от превышения давления

расходомер трехплунжерного насоса

общий объем, прокачанный через трехплунжерный насос

На всех приборах имеются соответствующие надписи.

Панель управления монтируется под боковым окном для того, чтобы оператор мог наблюдать за ГРП. Панель имеет наружный выход.

Панель статуса работ

Установлена для отображения всех необходимых данных о работе блендера, гидратационного агрегата, машины подачи химических реагентов и внешних данных о давлении. Позволяет осуществлять перепрограммирование работ и калибровку всех агрегатов. Панель выдаёт данные на бортовой компьютер для сбора информации и управления работами.

Статусная панель отградуирована в метрической и британской системе.

Компьютеры и программное обеспечение

На установке смонтировано следующее компьютерное и аппаратное оборудование. Следует отметить, что данное оборудование будет смонтировано на противоударных крепежных элементах для исключения его повреждения во время транспортировки.

Компьютеры

Установлены два промышленных компьютера. Первый промышленный компьютер ("Компьютер для сбора данных") используется для отображения информации в реальном масштабе времени и построения графиков введенных данных, а также для других вспомогательных функций. Другой промышленный компьютер представляет собой "Инженерный компьютер" и служит для использования Программы интенсификации скважины. Оба этих компьютера являются полностью взаимозаменяемыми в случае выхода из строя одного из них.

Оборудование для распечатки

Для использования с указанным выше компьютерным оборудованием установлено следующее оборудование для вывода твердых копий, обеспечивающее точное документирование данных для инженеров заказчика по завершении работ по гидроразрыву пласта.

- один лазерный цветной принтер формата А-4 с функцией факсимиле.

Система связи

Систему связи обеспечивает сам заказчик, и должна быть им сертифицирована для России.

Комплект ручного и электронного инструмента

Полный набор ручного инструмента упакован в портативный ящик. В нем содержится инструмент, необходимый полевому персоналу при проведении планового технического обслуживания. В комплект входят следующие инструменты:

- Комплект универсальных шестигранных ключей, 9 шт.
- Комплект регулировочного инструмента, 2 универсальных инструмента
- Полировальный инструмент, контактного типа, 3 шт. в комплекте

- Калькулятор для перевода дюймов в метрическую систему мер
- Кернер, наконечник 3/32 дюйма
- Обжимной инструмент, с винторезом / зачистителем проводов
- Щуп - толщиномер, 11 пластин
- Молоток, круглый, головка массой 0,11 кг.
- Рукоятка для шестигранных, шлицевых и гаечных ключей, 3 дюйма
- Рукоятка для шестигранных, шлицевых и гаечных ключей, 4 дюйма
- Комплект коротких шестигранных ключей (метрических)
- Скребок
- Многофункциональный нож, электротехнический
- Зубоврачебное зеркальце
- Набор головок, 9 шт., от 3/16 до 10.1/2 дюйма
- Ножницы, электротехнические
- Комплект шлицевых ключей, 6 шт., 0,048-0,096 дюйма
- Приспособления для съема и установки пружин
- Паяльник, 220 В
- Инструмент для паяльных работ
- Щетка для паяльных работ
- Припой
- Пинцет, реверсивный, 4.3/4 дюйма
- Приспособление для зачистки/резки проводов, с регулируемым фиксатором
- Разводной ключ, 4 дюйма
- Разводной ключ, 8 дюймов
- Комплект ключей, головки под рукоятку 1/4 дюйма с трещоткой, воротком и удлинителями
- Комплект рожковых ключей, 8 шт.
- Контейнер типа "дипломат" со съемными поддонами для инструмента
- Мультиметр в промышленном исполнении
- Имитатор расходомера
- Портативный блок калибровки измерительных приборов

Лаборатория

Лаборатория имеет дверь и длинный стол. Все лабораторное оборудование – поставляется заказчиком.

Теплоизоляция

В оборудование по обогреву установки входит:

Система предварительного нагрева охлаждающей жидкости двигателя шасси WEBASTO
Трубопровод для отбора тепла из системы охлаждения двигателя для обогрева иных систем.

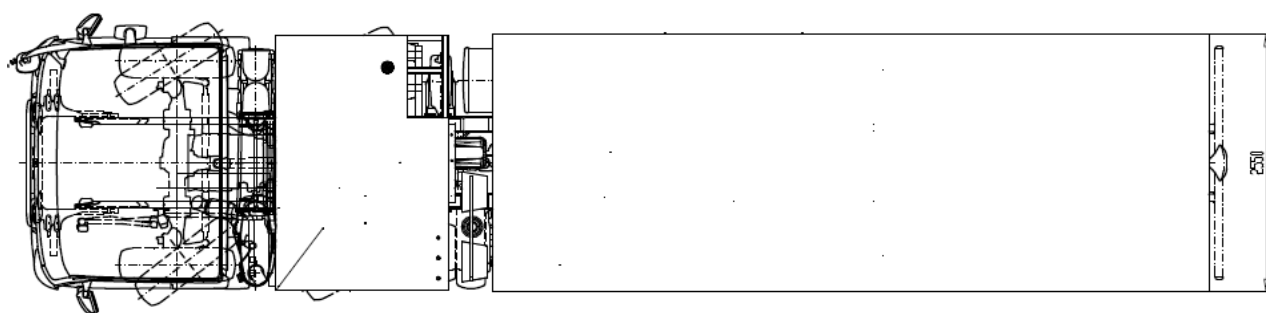
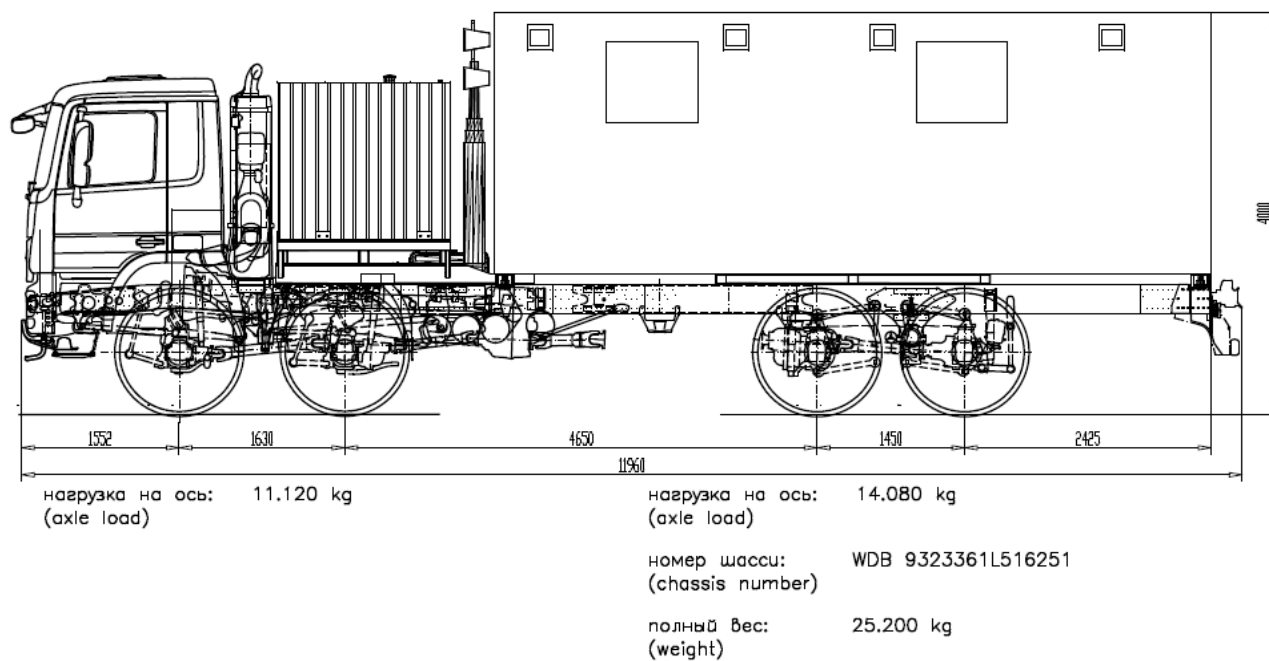
- Обогреватель гидробака.
- Электроводяной обогреватель рубашки двигателя 220 V
- Электрообогреватель аккумуляторного отсека 220V
- Электрообогреватель картера двигателя 220V
- Электрообогреватель гидробака.220V

Обогрев блок-бокса:

- 2 обогревателя 10 кВт с запиткой от системы охлаждения двигателя
- 4-е обогревателя по 2 кВт на 220 V

7. Установка предварительного нагрева воды

Габаритный чертёж



Автомобильное шасси: Mercedes Benz 4141 AK 8x8

Двигатель V6 300 кВт, 1800 об/мин., EURO V

Коробка отбора мощности MB 125-11B/2C

Тормозная система: барабанная на переднем и заднем мостах

Нагрузка на передние оси 18,0 Т (9/9)

Нагрузка на задние оси 26,0 Т (13/13)

Размер покрышек 14.00 R20

Вместимость топливного бака 1000 л., дизельное топливо

Питание: 24 V

Обогрев: обогреватель Webasto для двигателя, предварительный нагрев топлива и масла 220 V

Контейнер

Теплоизолированный контейнер 7050х2500х2540 мм, полярного исполнения с двойной служебной задней дверью и рабочей дверью справа. Контейнер обогревается четырьмя электрическими обогревателями, мощностью 2 кВт каждый. Имеется освещение для ведения круглосуточных работ.

Центробежный насос

Тип: регулируемый, 4"х4"

Подача 2 м³/час, давление 0,3 МПа

Водонагревательный котел

Материал — сталь

Модель S 825L-2500кВт (модернизация до 2800 кВт)

Прибор управления HS 4212

Комплектация на случай аварийной ситуации

Производитель: Buderus

Потребляет около 200 л топлива в час, в зависимости от режима работы

Горелка для жидкого топлива

Тип - многоступенчатая форсунка с пониженным уровнем шума.

Мощность 710-3560 кВт

Производитель: Riello

Водоподающие шланги

2 шт.: всасывающий и напорный шланг, DN 100

Длина - 4м

Мачта для фонарей освещения

Тип: пневматическая мачта

Высота в рабочем положении 7м,

Количество светильников: 4х400 Вт

Производитель: Fireco

Генератор

Расположение: межрамный генератор

Мощность 30 кVA

Привод: от коробки отбора мощности посредством коленчатого вала

Пульт управления

Стойка из нержавеющей стали

с устройствами сбора и отображения информации:

- температура
- автоматический или ручной режим
- давление центробежного насоса
- контроль параметров генератор
- контроль параметров жидкости
- подача и уровень воды
- аварийные индикаторы

8. Блок манифольдов

Общие технические характеристики блока манифольдов представлены таблице .

Назначение параметра или характеристики	Значение параметра или характеристики
Технические характеристики блока манифольдов	
Масса, кг	10000
Максимальное рабочее давление в манифольде высокого давления, МПа	105
Давление испытания (паспортное), МПа	157,5
Максимальное рабочее давление в манифольде низкого давления, МПа	0,6
Давление испытания, МПа	1,0
Условный проход трубопроводов манифольдов высокого давления, дюйм (мм)	3'' (80)
Условный проход трубопроводов манифольдов низкого давления, дюйм (мм)	4'' (100)
Общее количество подключаемых насосных установок	От 1 до 6
Общее количество входов подключения блендеров	6
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	6500 2290 2090
Комплектующие изделия	
Труба 3'' fig. 1502 длина 2' (609 мм), шт.	3
Труба 3'' fig. 1502 длина 4' (1219 мм), шт.	2
Труба 3'' fig. 1502 длина 5' (1524 мм), шт.	6

Труба 3” fig. 1502 длина 10’ (3048 мм), шт.	8
---	---

Труба 3” fig. 1502 длина 15’ (4572 мм), шт.	9
Шарнирно-поворотное устройство 3” Style 10 FxM fig.1502, шт.	10
Шарнирно-поворотное устройство 3” Style 50 FxM fig.1502, шт.	2
Шарнирно-поворотное устройство 2” Style 50 FxM fig.1502, шт.	2
Тройник 2” fig.1502 FxMxF	2
Переходник 2" F fig.1502 на 3" M fig.1502	6
Рукав 4” 206 длина 4 м, шт.	10
Рукав 4” 206 длина 6 м, шт.	10
Рукав 2” 206 длина 6 м, шт.	1
Протектор 3" M fig.1502	12
Протектор 2" M fig.1502	2
Протектор 2" F fig.1502	15
Протектор 4" F fig.206	18
Стяжной ремень с натяжным устройством Ratchet тип A9 2,5/5	3

4. Составные части

Блок манифольдов состоит из следующих компонентов (рисунок 1):

1. Рама-салазки (рисунок 1, поз.1).
2. Манифольд низкого давления (рисунок 1, поз.2).
3. Манифольд высокого давления (рисунок 1, поз.3).
4. Стеллажи с трубами (рисунок 1, поз.4).
5. Кронштейны с шарнирными соединения (рисунок 1, поз.5).
6. Стойка с трубами (рисунок 1, поз.6).
7. Корзина с рукавами (рисунок 1, поз.7).

8. Инструментальный ящик (рисунок 1, поз.8).

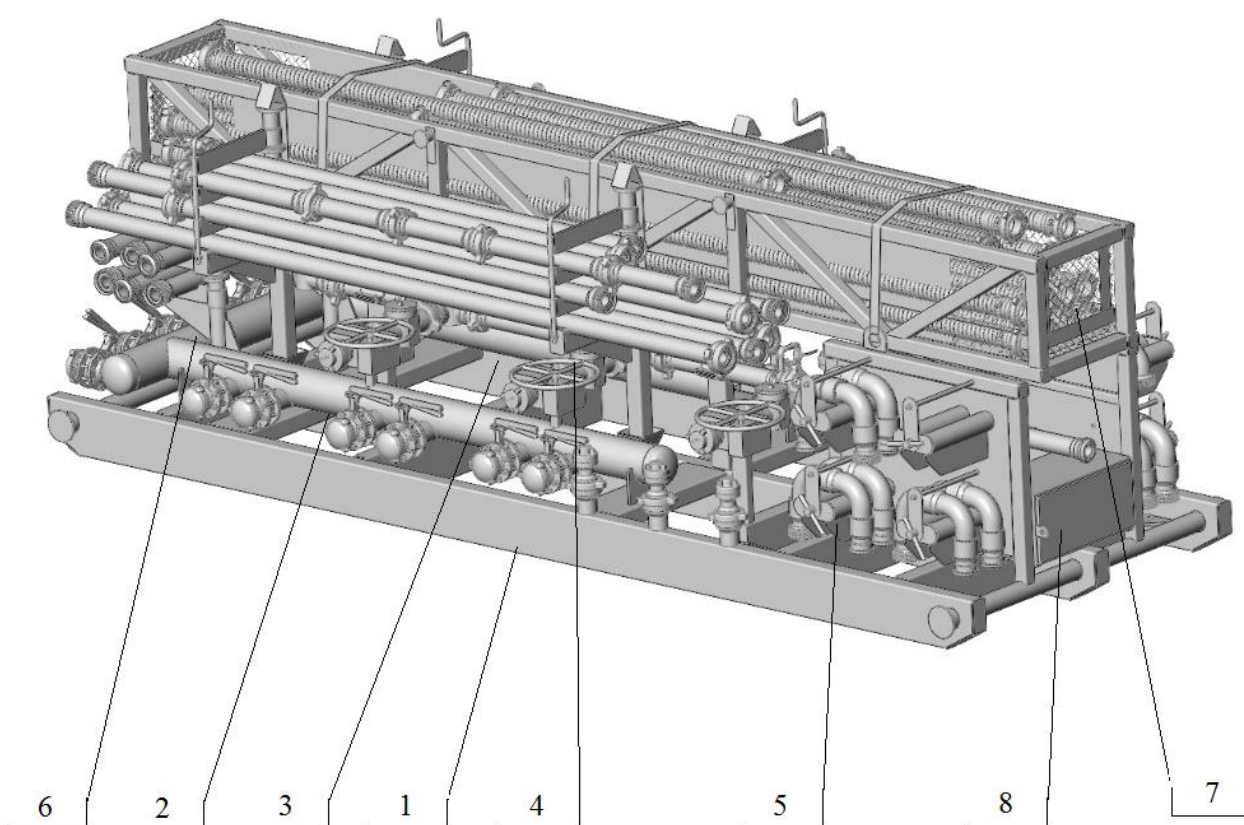


Рисунок 1

Лекция 4

Современное оборудование для выполнения буровых работ на гибкой колонне НКТ при строительстве и ремонте скважин отечественного производства.

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 операций 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.

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.

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. На

пример, 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 обуславливается 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 $+45$ °C 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 °C;
- 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.

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", "Dresco" [6, 7], "Stewart & Stevenson", а также в достаточной степени отечественная установка "Скорпион" [1] представляют собой комплексы, поскольку они обеспечивают проведение операций и с гибкой трубой, и с технологической жидкостью. А установки, выпускаемые заводом "Рудгормаш", 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 "Dresco". 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 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.

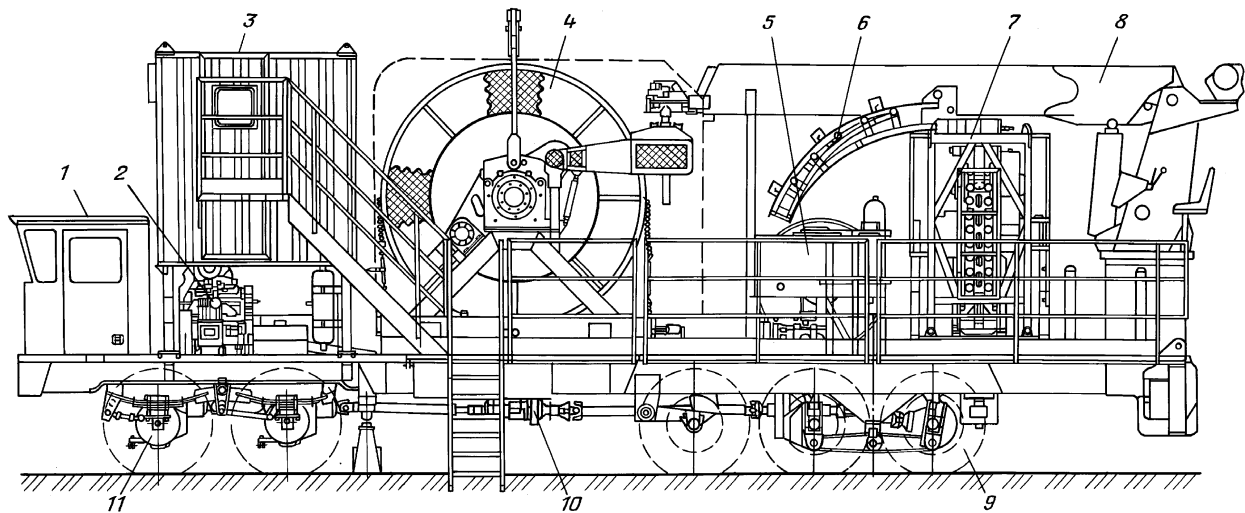


Рис. 2.1. Агрегат для работы с колонной гибких труб фирмы "Dresco":

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

В средней части рамы агрегата находится барабан с колонной гибких труб, на нем смонтирован укладчик трубы. В кормовой части агрегата установлен гидроприводной манипулятор, предусмотрено место для перевозки 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 удобны

при управлении машинами в дорожных условиях и обеспечивают достаточный обзор в рабочем положении при установке их на скважинах.

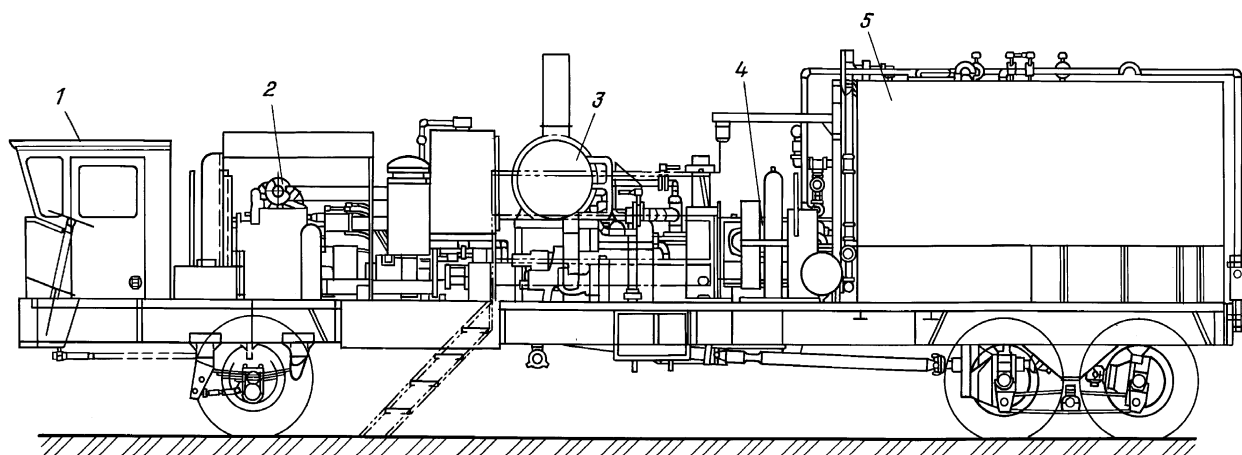


Рис. 2.2. Агрегат для подготовки и закачки технологической жидкости фирмы "Dreco":

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

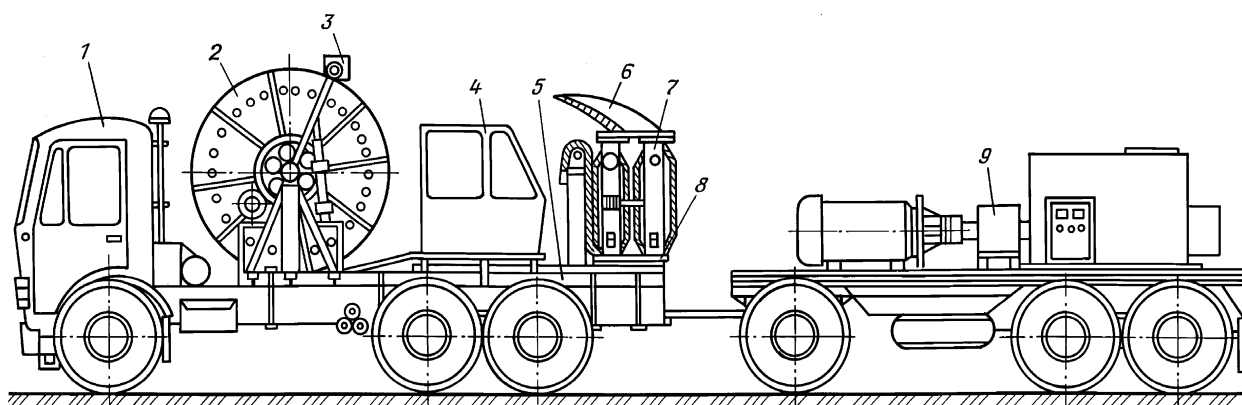


Рис. 2.3. Размещение комплекса оборудования на автомобильном шасси и прицепе:

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

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, изготавливаемый заводом "Рудгормаш" (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 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.

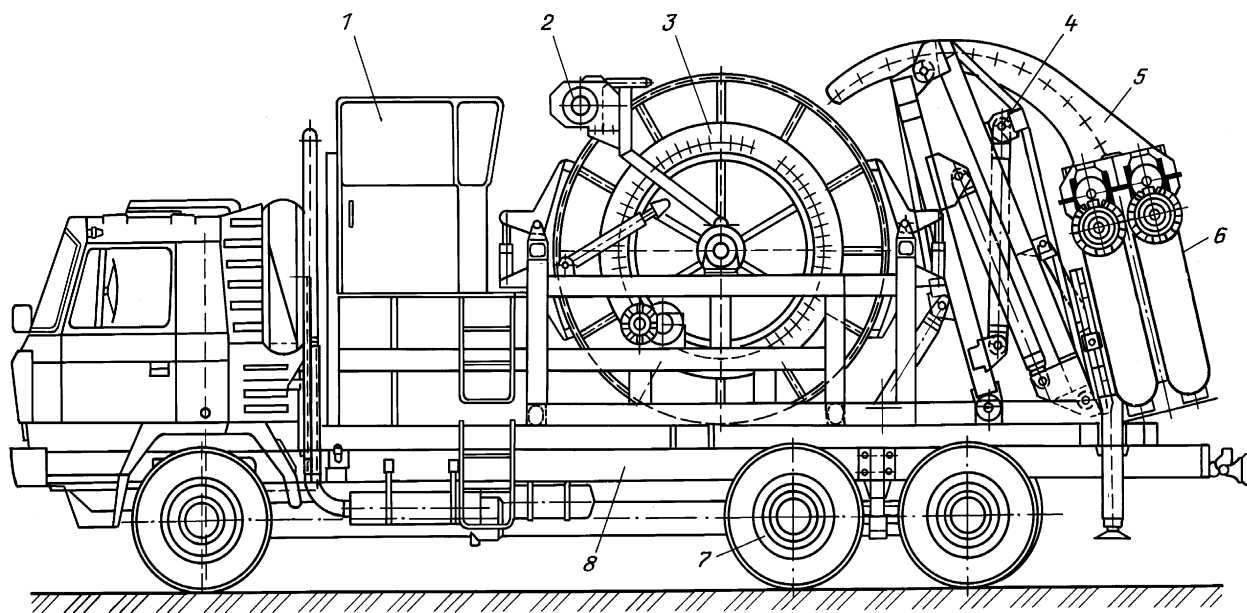


Рис. 2.4. Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом "Рудгормаш", в транспортном положении:

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

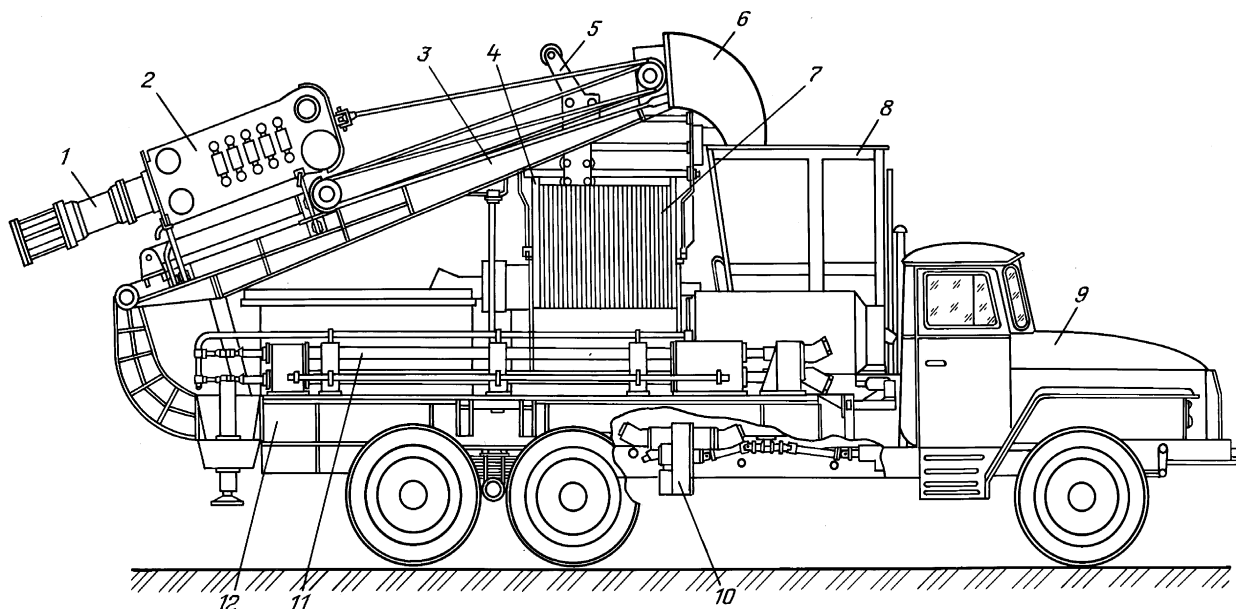


Рис. 2.5. Агрегат "Скорпион" в транспортном положении:

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

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

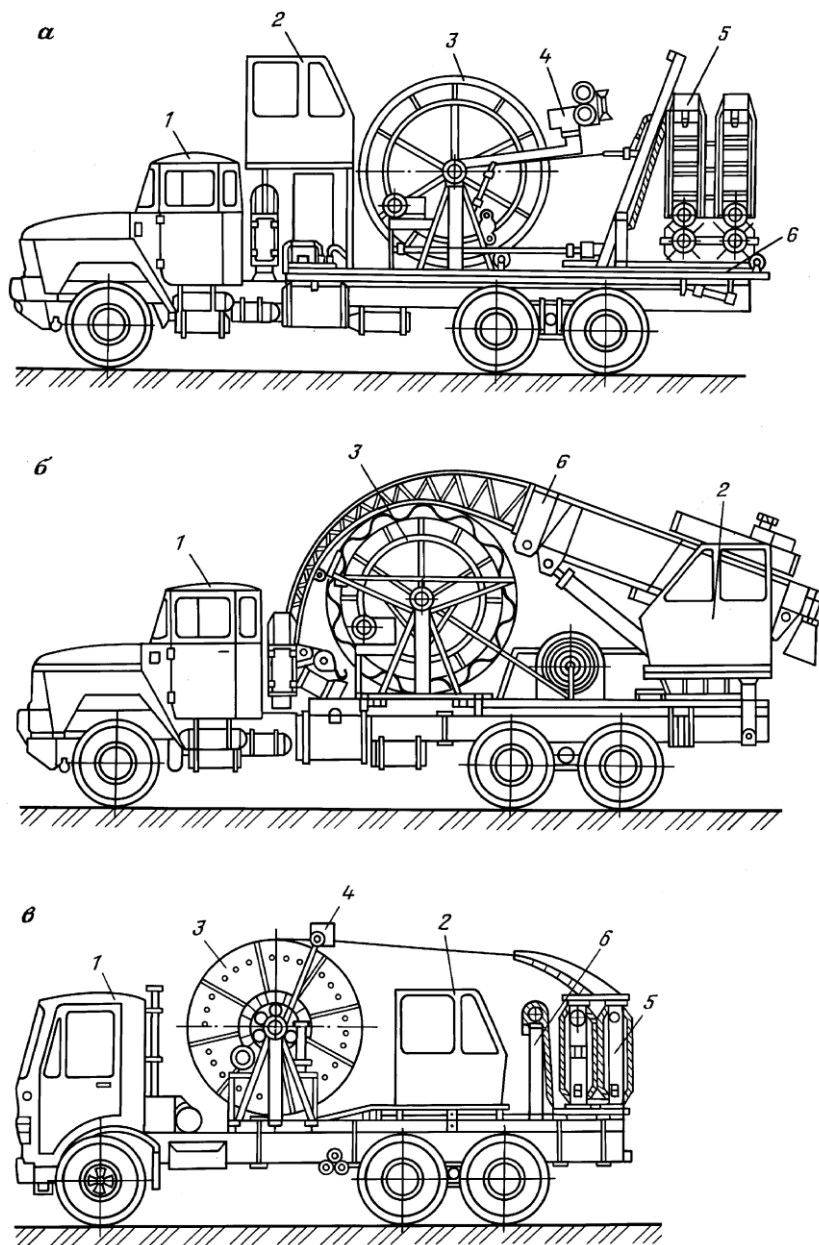


Рис. 2.6. Компоновки агрегатов на автомобильных шасси:

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; 6 – механизм установки транспортера в рабочее положение

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.

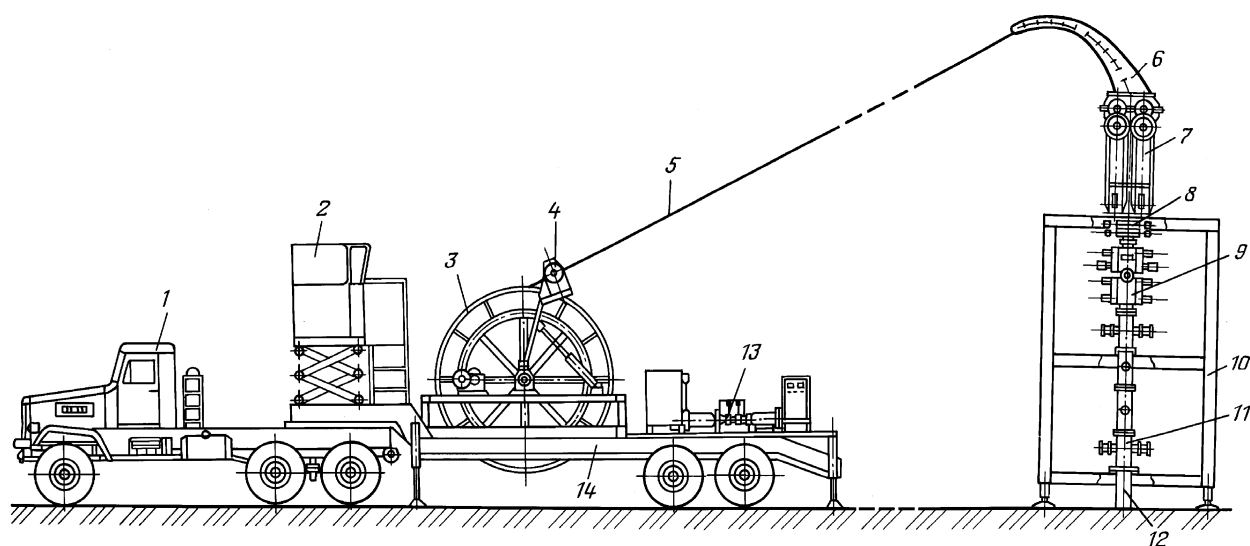


Рис. 2.7. Компоновка агрегата на полуприцепе в рабочем положении на скважине:

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

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 стволовой 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 либо перерезает ее, либо перекрывает поперечное сечение скважины.

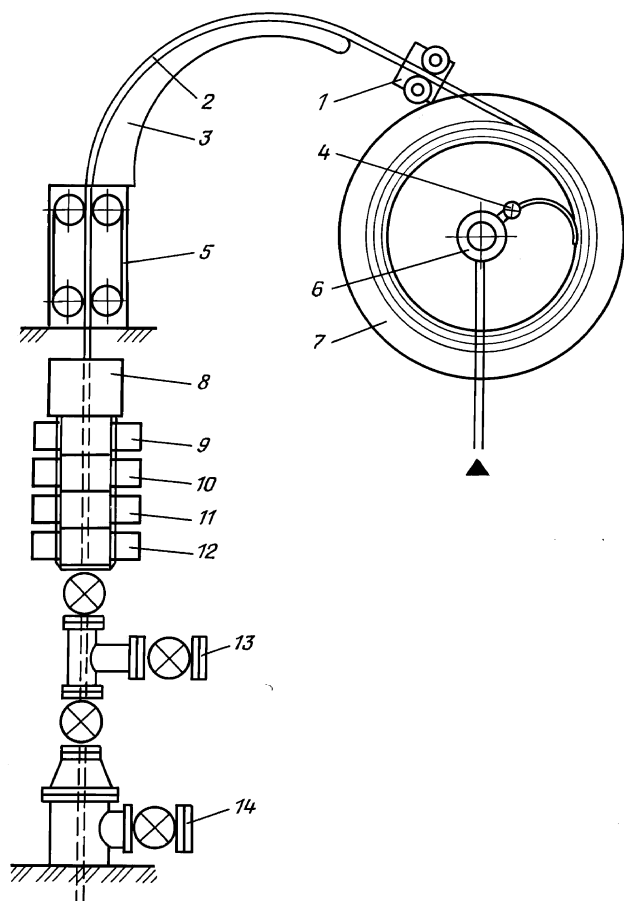


Рис. 2.8. Схема оборудования устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой:

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

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. Верхний 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 посредством монтажного устройства, обеспечивающего его установку. И дополнительное крепление в верхней части, и растяжки служат для восприятия горизонтальных составляющих усилий при перемещении трубы в периоды спуска или 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 действия агрегата. Это особенно важно при работе с "высокими" устьями, на которых даже незначительные поперечные усилия приводят к появлению больших изгибающих моментов, действующих 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, действующих на устье как при монтаже-демонтаже, так и при работе 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

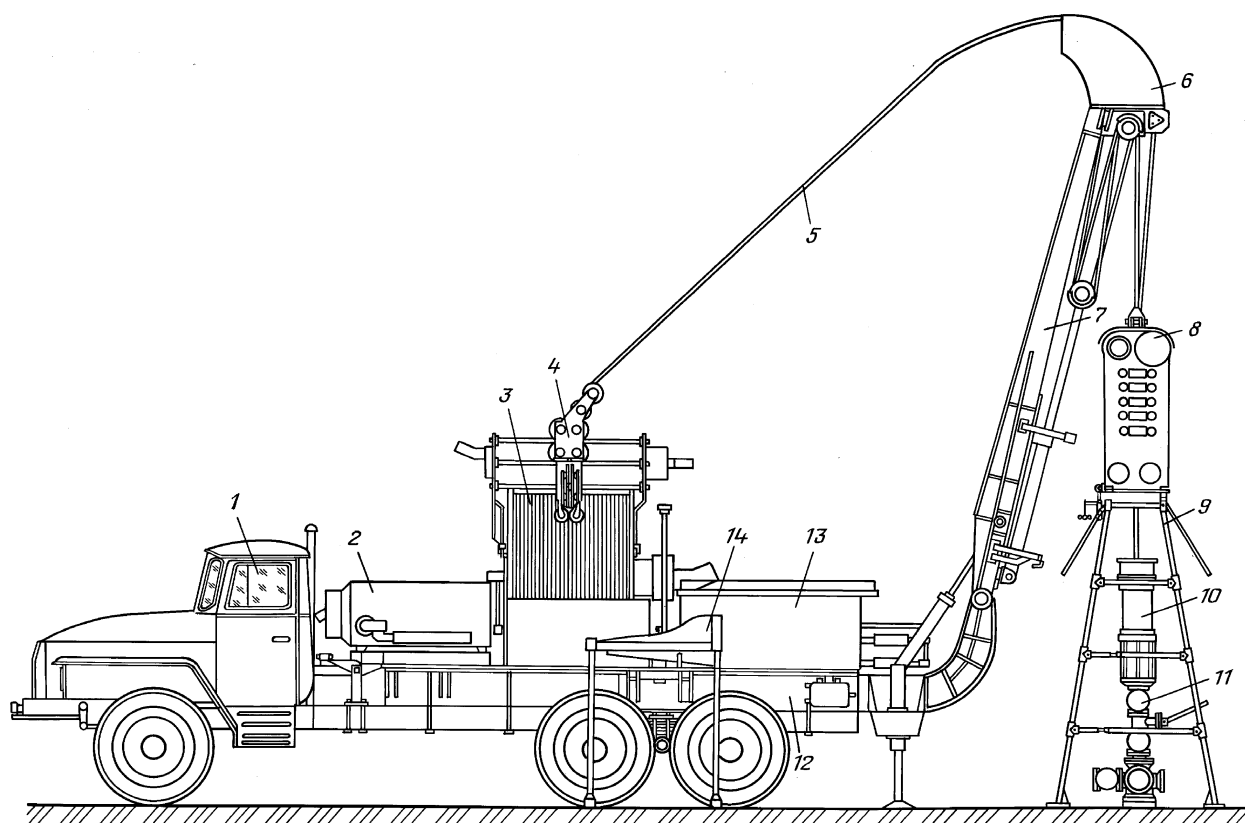


Рис. 2.9. Агрегат "Скорпион" в рабочем положении на скважине:

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)

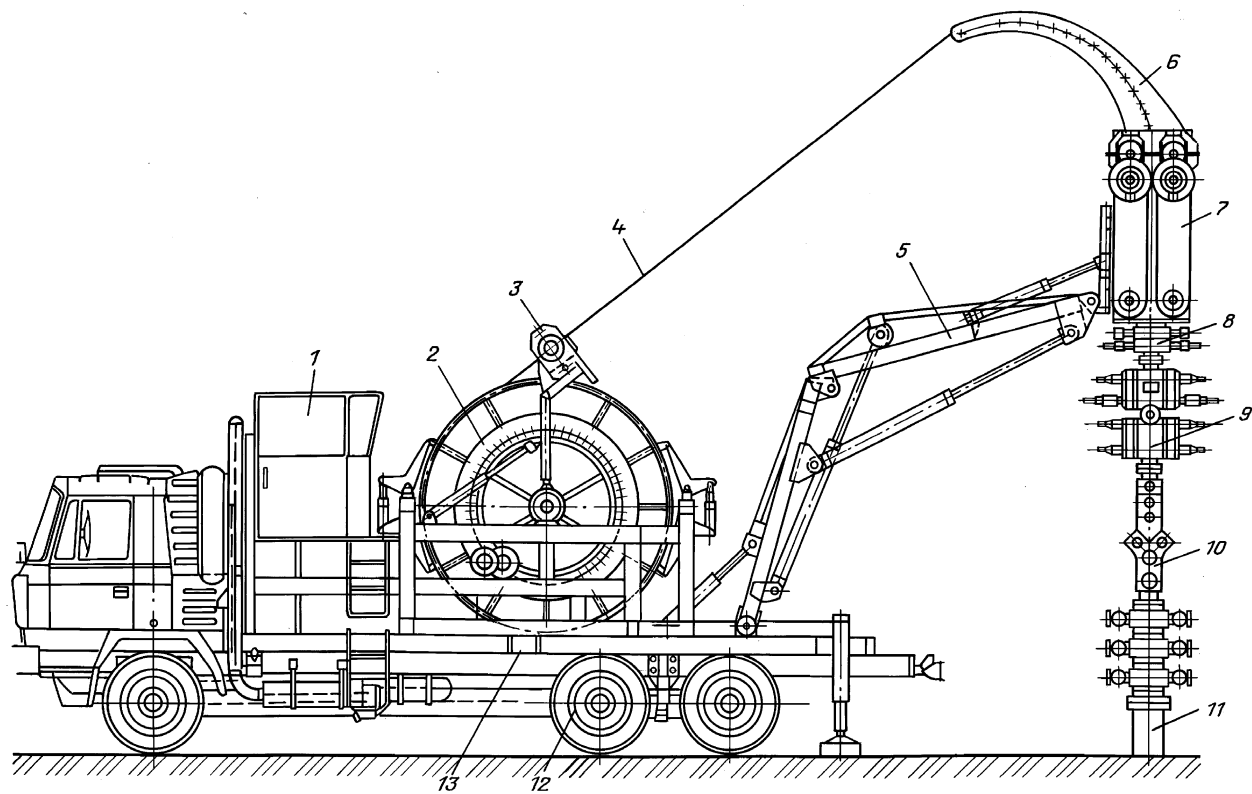


Рис. 2.10. Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом "Рудгормаш", в рабочем положении на скважине:

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

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.

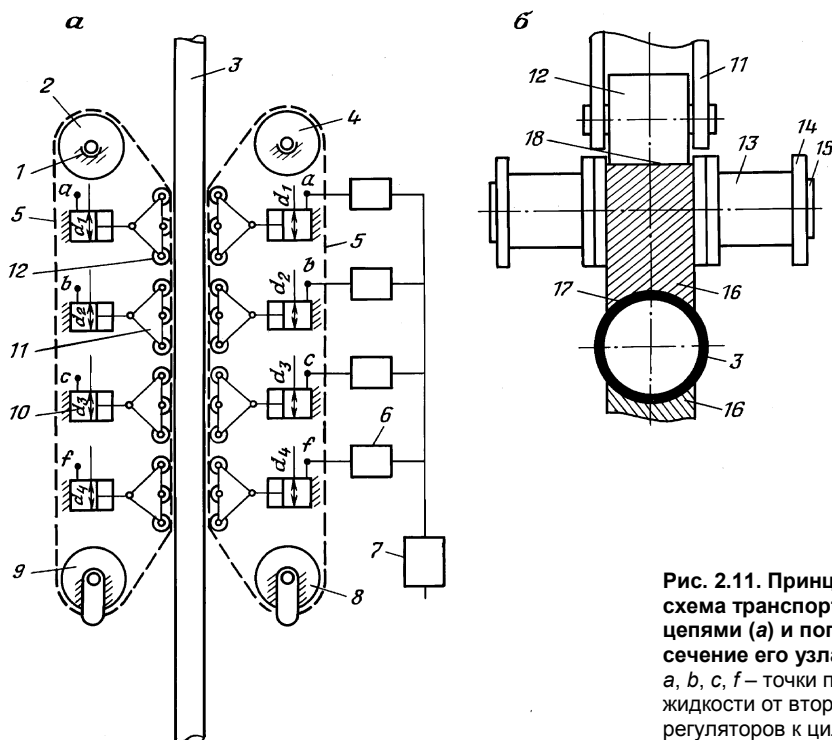


Рис. 2.11. Принципиальная схема транспортера с двумя цепями (а) и поперечное сечение его узла плашек (б): а, б, с, f – точки подвода жидкости от вторичных регуляторов к цилиндрам

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.

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 во возможных технических решений 3

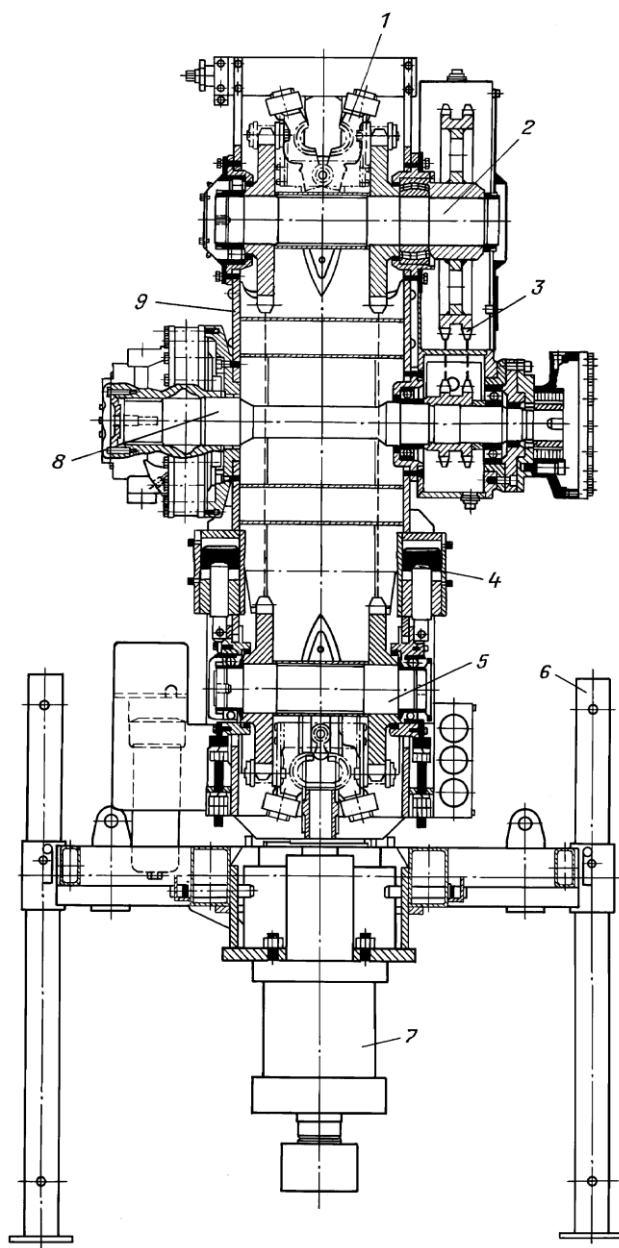


Рис. 2.12. Принципиальная схема транспортера с одной цепью:

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

Схема простейшей конструкции транспортера с двумя цепями и механическим регулированием режима работы показана на рис. 2.14 (а.с. № 2041337)*. Каждый из рядов цепей расположен на звездочках, установленных на двух отдельных рамах. Натяжение цепей создается вертикально установленными в нижней части рам винтами. Прижатие

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

плашек к поверхности гибкой трубы обеспечивается винтовыми стяжками. Таким образом, вся металлоконструкция транспортера участвует в передаче усилий, прижимающих плашки к трубе.

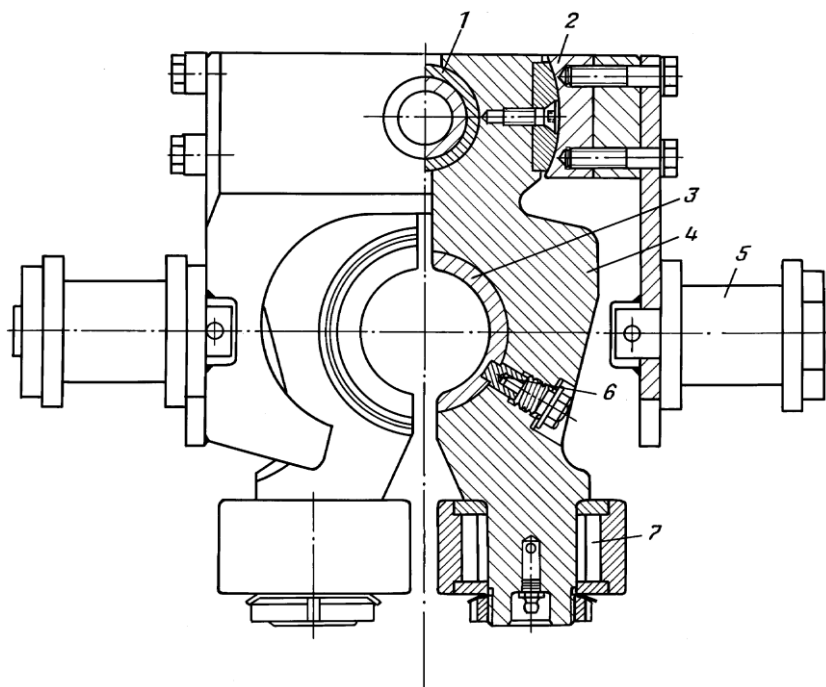


Рис. 2.13. Поперечное сечение узла плашек, захватывающих трубу:

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

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 которыми 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 плашек к трубе.

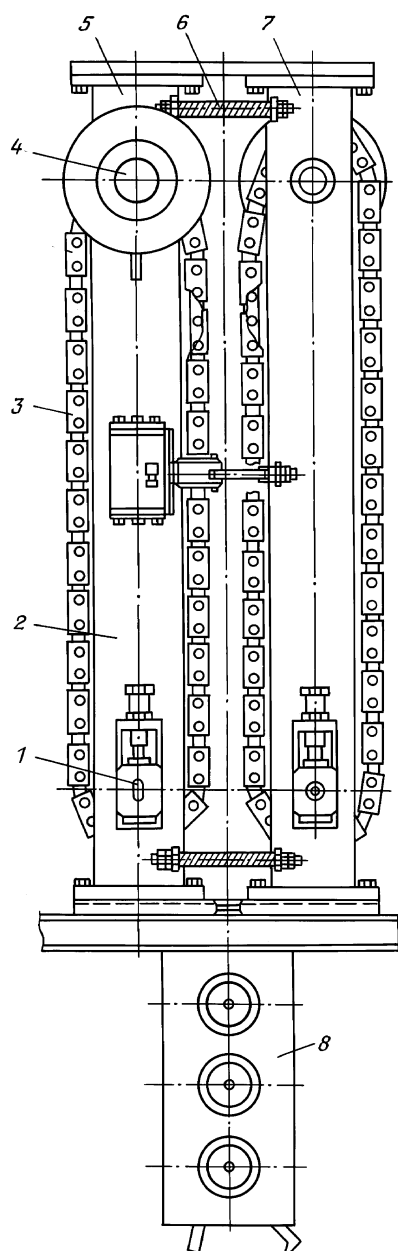


Рис. 2.14. Схема транспортера с двумя цепями и механическим регулированием прижима плашек и натяжения цепей:

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* – превентор

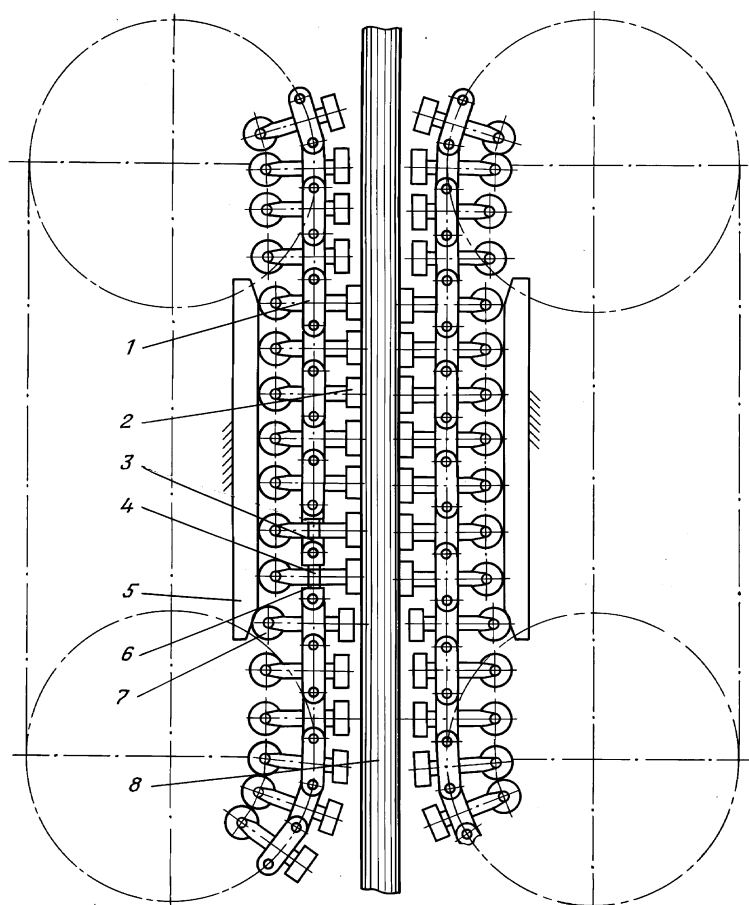


Рис. 2.15. Схема транспортера с механическим прижимом плашек:

1 – звено цепи; *2* – плашка; *3* – толкатель; *4* – упругий элемент; *5* – направляющая; *6* – втулка штока; *7* – ролик; *8* – колонна гибких труб

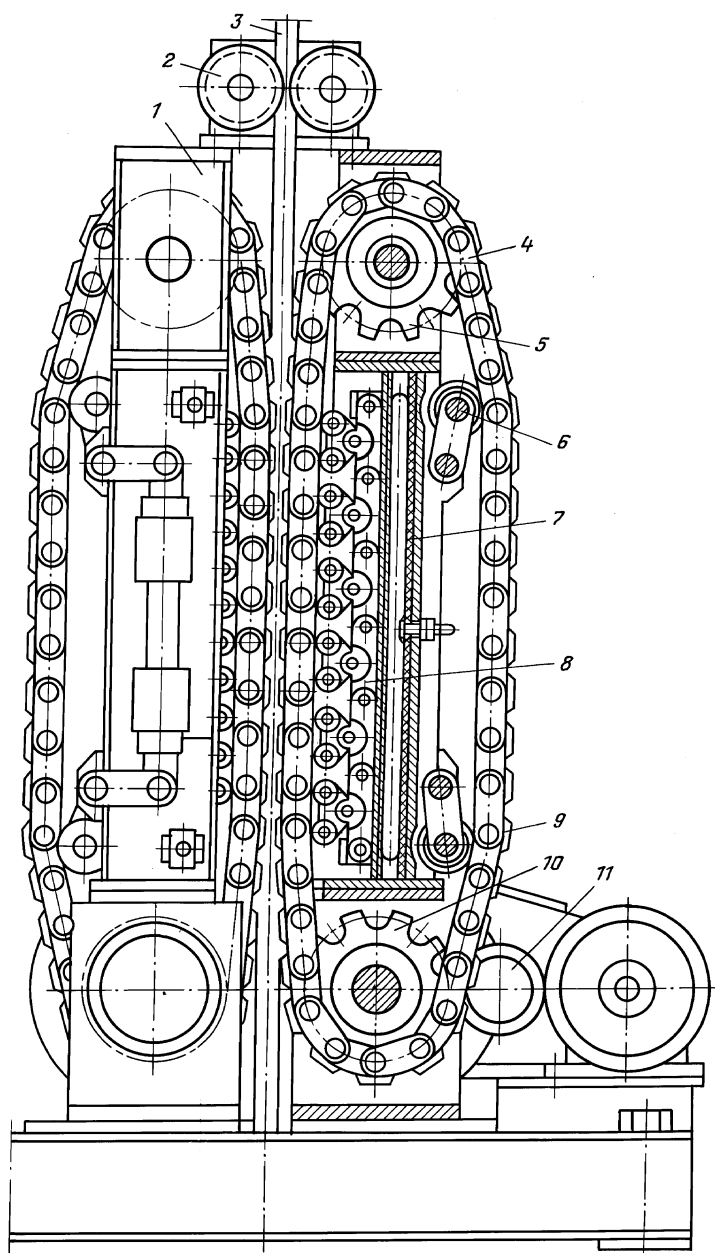


Рис. 2.16. Схема транспортера с использованием эластичных рукавов для прижима плашек:

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

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.

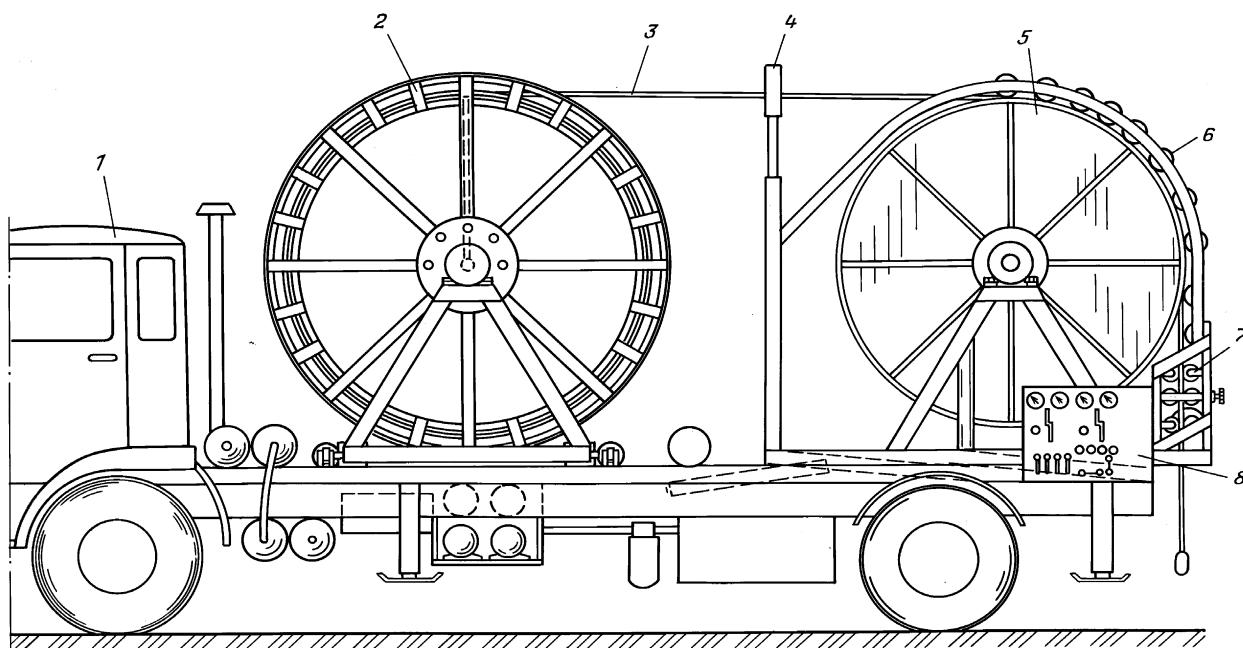


Рис. 2.17. Схема транспортера барабанного типа:

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

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.: ¹ 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, несущих плашки.

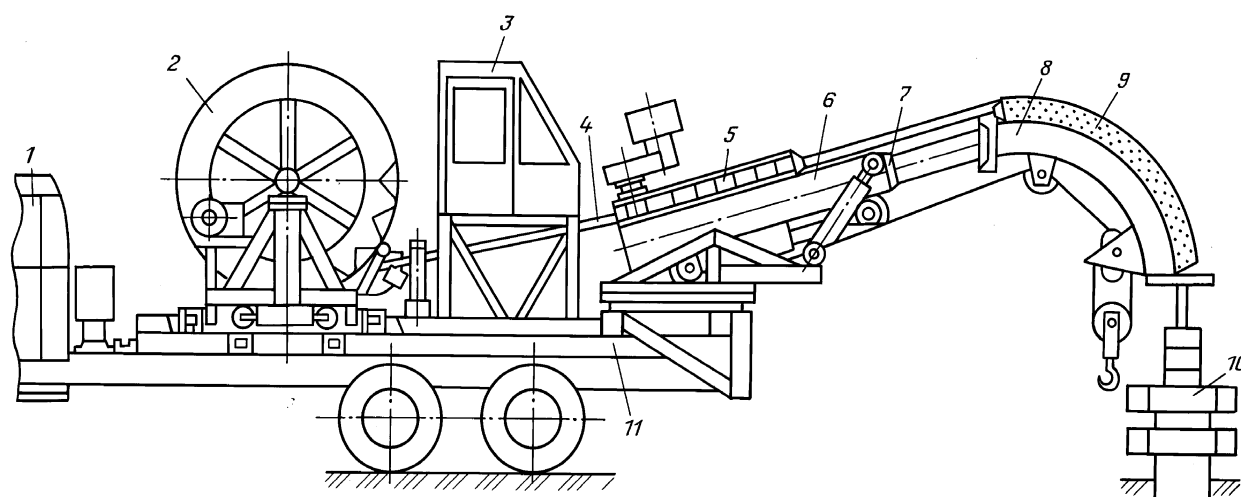


Рис. 2.18. Схема агрегата с транспортером, находящимся в наклонном положении:

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

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

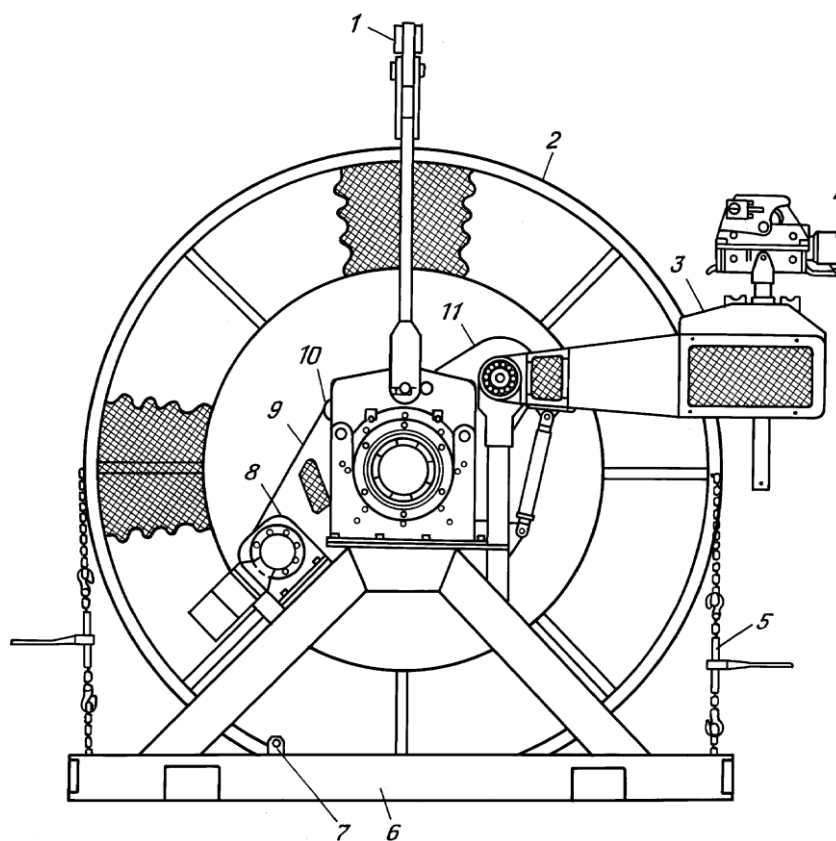


Рис. 2.19. Конструкция барабана для хранения колонны гибких труб:

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

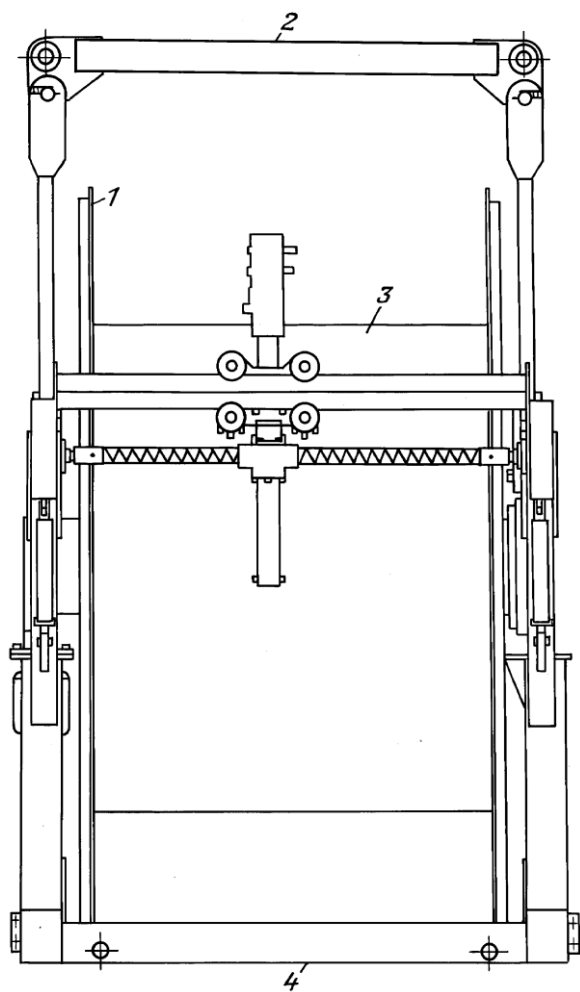


Рис. 2.20. Укладчик гибкой трубы

1 – реборда; *2* – траверса; *3* – бочка барабана; *4* – рама

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.

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.

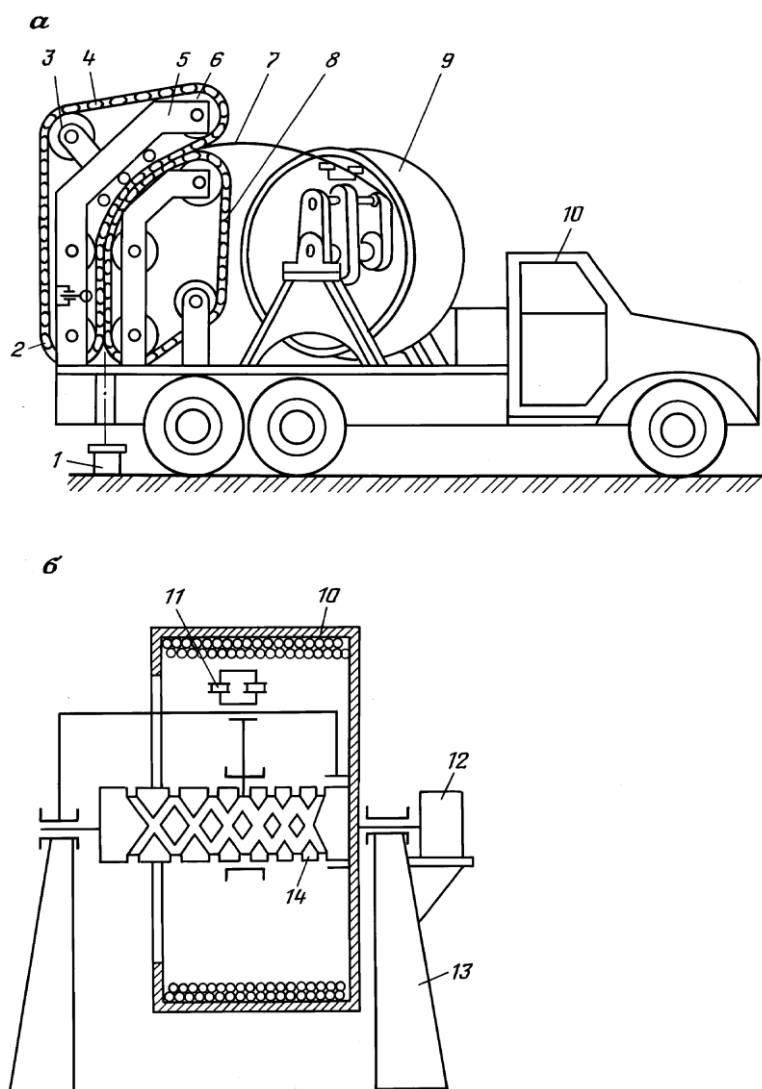


Рис. 2.21. Агрегат с укладкой трубы вовнутрь барабана:

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 смачивания поверхности труб барабан располагают в карте- ре, 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.

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

Перечень вопросов для подготовки к промежуточным аттестациям и зачёту

1 рейтинг

Раздел 1 Основные методы увеличения нефтеотдачи пласта и автоматические комплексы цементирования скважин

1. Цели применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН)
2. Классификация МУН
3. Тепловые МУН
4. Газовые МУН
5. Химические МУН
6. Гидродинамические МУН

7. Методы увеличения дебита скважин
8. Автоматизированные комплексы цементирования скважин отечественного производства
9. Автоматизированные комплексы цементирования скважин производства США и Канады
10. Автоматизированные комплексы цементирования скважин производства КНР

Раздел 2 Оборудование для гидроразрыва пласта и оборудование для выполнения буровых работ на гибкой колонне НКТ

11. Насосные установки для гидроразрыва пласта отечественного производства
12. Пескосмесительные установки (блендеры) для гидроразрыва пласта отечественного производства
13. Гидротационные установки для гидроразрыва пласта отечественного производства
14. Песковозы (проппантовозы) для гидроразрыва пласта отечественного производства
15. Блоки манифольдов для гидроразрыва пласта отечественного производства

2 рейтинг

16. Установки дозирования химреагентов при гидроразрыве пласта отечественного производства
17. Ёмкостное оборудование для технологических жидкостей и проппанта отечественного производства
18. Насосные установки для гидроразрыва пласта зарубежного производства
19. Пескосмесительные установки (блендеры) для гидроразрыва пласта зарубежного производства
20. Гидротационные установки для гидроразрыва пласта зарубежного производства
21. Песковозы (проппантовозы) для гидроразрыва пласта зарубежного производства
22. Блоки манифольдов для гидроразрыва пласта зарубежного производства
23. Установки дозирования химреагентов при гидроразрыве пласта зарубежного производства

24. Основные преимущества оборудования с использованием колонн гибких труб и область его применения
25. Основные принципы конструирования агрегатов с использованием колонн гибких труб
26. Требования к конструкции агрегата с использованием колонн гибких труб
27. Основные типы компоновок агрегатов с использованием колонн гибких труб
28. Комплекс оборудования с использованием колонн гибких труб, размещенный на двух специализированных транспортных средствах и более
29. Агрегаты с использованием колонн гибких труб, смонтированные на серийных автомобильных и тракторных шасси
30. Агрегаты с использованием колонн гибких труб, смонтированные на прицепах (полуприцепах)
31. Оборудование устья скважины при выполнении работ на гибкой колонне НКТ
32. Узлы, обеспечивающие транспортирование колонны гибких труб
33. Узлы для хранения колонны гибких труб