

**Ю.А. Федотенко,
П.В. Коротких**

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Учебное пособие



Омск – 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия
(СибАДИ)»

Ю.А. Федотенко, П.В. Коротких

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Учебное пособие

УДК 622.245
ББК 33.361
Ф34

Рецензенты:

д-р техн. наук, доц. С.В. Савельев (СибАДИ);
гл. механик М.А. Адамович (ОАО «ТС НГРЭИС»)

Работа утверждена редакционно-издательским советом вуза в качестве учебного пособия.

Ф34 Федотенко, Юрий Александрович.

Специальная техника для нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] :
учеб. пособие /Ю.А. Федотенко, П.В. Коротких. – Омск : СибАДИ, 2016. – Режим дос-
тупа: свободный после авторизации. – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-93204-990-7.

Изложены основные положения строительства, крепления и обслуживания неф-
тяных и газовых скважин. Рассматриваемые конструкции специальной техники для
нефтегазового комплекса иллюстрируются схемами, рисунками, фотографиями общего
вида машин и оборудования. Также регламентируется мультимедийный просмотр ис-
пользования спецтехники в разных технологических процессах в нефтегазодобываю-
щей отрасли, что позволяет подробно разобраться в механизме работы основных узлов.

Имеет интерактивное оглавление в виде закладок.

Рекомендуется для подготовки обучающихся для всех форм обучения по на-
правлениям «Наземные транспортно-технологические комплексы» и «Эксплуатация
транспортно-технологических машин и комплексов» и специальности «Наземные
транспортно-технологические средства».

Подготовлено на кафедре «Техника для строительства и сервиса нефтегазовых
комплексов и инфраструктур».

© ФГБОУ ВО «СибАДИ», 2016

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие подготовлено на основе курса лекций по дисциплине «Конструкция и эксплуатация спецтехники для нефтегазового комплекса».

При написании учебного пособия ставились задачи обобщить и систематизировать имеющийся материал в области использования спецтехники в нефтегазодобывающей отрасли, дать студентам необходимые знания по конструкции отечественных и зарубежных агрегатов для крепления и сервисного обслуживания скважин.

Для современного периода развития нефтяной и газовой промышленности увеличение добычи нефти и газа невозможно без технического перевооружения технологий и техники, применяемой при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В связи с этим в учебном пособии рассматриваются современные технологии, например, применение пенного гидроразрыва пласта, резка боковых стволов в скважине и другие технологии, позволяющие повысить коэффициент извлечения из пласта углеводородов.

При изучении материала по некоторым разделам предлагается просмотр мультимедийного материала, позволяющего глубже осмыслить технологии и конструкцию основного оборудования агрегатов.

В связи с достаточно большим объемом материала при изучении дисциплины рекомендуется дополнительно использовать отраслевые журналы, учебники, справочники. После изучения глав пособия необходимо ответить на контрольные вопросы и задания, размещенные в конце соответствующих глав.

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СКВАЖИН

1.1. Основные понятия, характеризующие сервисные работы на скважине

Сервис нефтегазовой отрасли – это структура фирменного комплексного строительства и эксплуатации скважин, а также услуги материально-технического снабжения и проведение сложных технологических операций по восстановлению дебета скважин.

Скважина – это сооружение круглого сечения, образованное путем бурения и крепления, характеризуемое относительно малым размером площади поперечного сечения по сравнению с размером площади боковой поверхности.

Эксплуатационная скважина – скважина, предназначенная для разработки и эксплуатации месторождений и залежей нефти и газа.

Бурение – это процесс образования горной выработки круглого сечения путем разрушения горных пород буровым инструментом с удалением продуктов разрушения.

Ведущая бурильная труба (далее – БТ) – это труба обычно квадратного сечения, которая устанавливается наверху бурильной колонны и передает ее вращение от ротора буровой вышки.

Ротор – это механизм, предназначенный для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения и для поддержания ее на весу при спускоподъемных операциях.

Вертлюг – это механизм, обеспечивающий вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и подачу через нее промывочной жидкости.

Буровой раствор (промывочная жидкость) – это наименование сложной многокомпонентной дисперсионной, возможно, аэрированной жидкости, применяемой при промывке в процессе бурения скважины. Основными компонентами бурового раствора являются: **бentonитовые глины, вода и ПАВ (поверхностно-активные вещества)**.

Обсадная труба – это труба для крепления скважины, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации нефтяного или газового пласта. Диаметр обсадной трубы меньше пробуренной в породе скважины.

Обсадная колонна – это колонна, состоящая из последовательно свинченных обсадных труб.

Роторное бурение – это бурение с помощью ротора, который представляет собой механизм, передающий вращение бурильной колонне.

Турбинный способ бурения – это бурение с использованием турбобура.

Турбобур – это забойный двигатель для бурения скважин, который навинчивается на первую бурильную трубу, а на выходящий вал турбобура устанавливается породоразрушающий инструмент.

Цементирование (тампонирувание) скважины – это закачка цементного (тампонажного) раствора в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Тампонажные материалы – это сыпучие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превращаться в твердый непроницаемый камень. Как правило, в качестве сыпучего материала используют **портландцемент**.

НКТ (насосно-компрессорная труба) – это труба, которая опускается внутрь обсадной колонны скважины и по которой осуществляется подъем нефти и газа.

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба.

Глушение скважины – это операция перед проведением ремонтных работ, предотвращающая открытое фонтанирование при снятии устьевого оборудования.

Пакер – это устройство, предназначенное для разобщения участков ствола скважины.

1.2. Способы эксплуатации скважин

В зависимости от значения пластового давления, физических свойств нефти, содержания в ней воды и газа, проницаемости пород пласта и других факторов [20] нефтяные скважины эксплуатируются различными способами (рис. 1.1).

При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Этот способ является наиболее экономичным, так как характерен для вновь открытых, энергетически не истощенных месторождений.

При поддержании пластового давления путем закачки воды или газа в залежь в отдельных случаях удается существенно продлить период фонтанирования скважин.

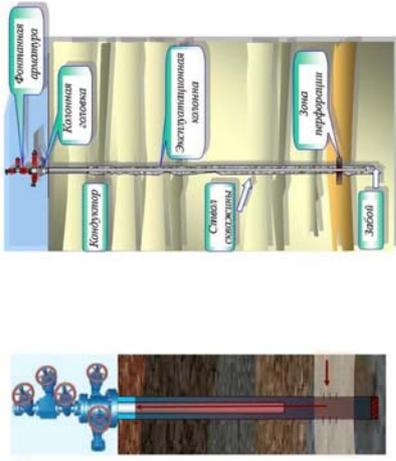
Классификация скважин по назначению:

Оценочные скважины предназначены для уточнения границ обособленных продуктивных полей и оценки выработанности отдельных участков для уточнения рациональной разработки залежей.

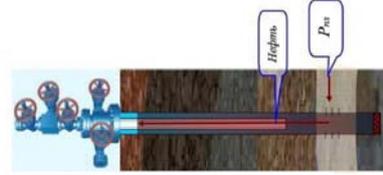
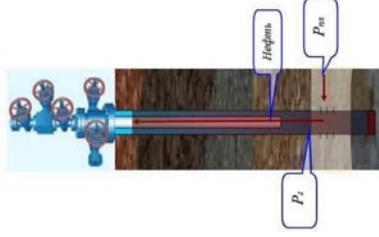
Эксплуатационные (добывающие) скважины предназначены для извлечения (добычи) нефти и газа, включая сопутствующие компоненты.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на эксплуатационный объект путем закачки воды, газа, воздуха.

Наблюдательные скважины предназначены для контроля за разработкой путем систематического наблюдения за изменением пластового давления, продвижения водонефтяного (ВНК), газодобяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов в процессе эксплуатации залежей.

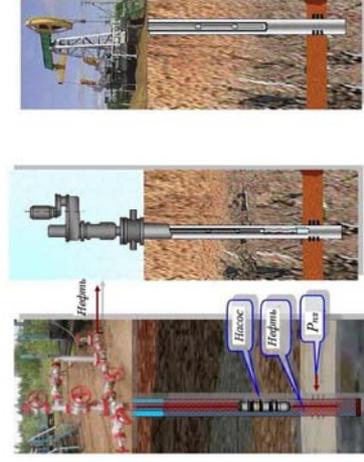
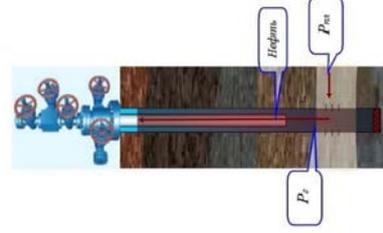


Скважина



Фонтанный способ эксплуатации скважин

Газлифтный способ эксплуатации скважин



Насосный способ эксплуатации скважин

Рис. 1.1. Способы эксплуатации нефтяных скважин

При газлифтном способе добычи для подъема нефти на поверхность в скважину закачивают с помощью компрессоров сжатый газ или, крайне редко, воздух, который, смешиваясь с нефтью, поднимается на поверхность в виде газожидкостной смеси.

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

1. Фонтанный способ [Фильм 8].
2. Газлифтный способ [Фильм 10].
3. Насосный способ [Фильм 18].

1.3. Строительство скважин

Современный процесс строительства скважины – это сложный технико-технологический процесс, состоящий из цепи звеньев, выход из строя одного из которых может привести к осложнениям, авариям или даже к гибели скважины.

Процесс бурения скважины включает ряд операций [19, 20, 40, 51, 62, 67]:

- спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину;
- разрушение породы на забое;
- вынос разрушенной породы из скважины;
- подъем бурильных труб из скважины для замены изношенного долота;
- крепление скважины обсадными колоннами и тампонирующим материалом.

Технология строительства (бурения) скважин заключается в следующем:

1. Как правило, верхние участки разреза скважины представлены молодыми отложениями, легко размываемыми в процессе бурения промывочной жидкостью. Поэтому бурить скважину начинают только после того, как предпримут соответствующие меры против размывания породы под основанием буровой.

2. Для этого бурят или копают шурф до устойчивых пород (4 – 8 м), затем в него спускается обсадная труба, называемая *направлением*. В пространство между обсадной трубой и стенками шурфа засыпают бутовый камень и заливают цементный раствор. В результате устье скважины надежно укрепляется. В верхней части обсадной трубы заранее вырезается окно, из которого во время промывки скважины промывочная жидкость выходит в желобную систему.

3. После установки направления и проведения ряда подготовительных работ перед бурением скважины (монтаж приборов, контрольный осмотр оборудования, оснастка полиспастной системы и так далее) приступают к бурению скважины до такой глубины, на которой заканчиваются трещиноватые и кавернозные породы. Обычно глубина их залегания составляет 50 – 400 м.

4. В целях перекрытия и изоляции этих горизонтов в созданный ствол спускают обсадную колонну, а ее затрубное пространство заливают цементным раствором (часто до устья скважины). Этот участок скважины получил название *кондуктор*.

5. Изолировав кондуктором верхние горизонты, продолжают углубление скважины. Иногда после спуска кондуктора пробурить скважину до проектной глубины не удастся из-за прохождения новых, осложняющих бурение горизонтов или из-за необходимости перекрытия продуктивных пластов, не подлежащих эксплуатации данной скважиной. В таких случаях появляется необходимость в спуске и последующем цементировании *промежуточной* обсадной колонны.

6. После спуска и цементирования промежуточной колонны продолжают бурение. При этом вновь могут встретиться горизонты, подлежащие изоляции. При таком положении спускают и цементируют последующую обсадную колонну, называемую *второй промежуточной* колонной. В очень сложных условиях бурения количество промежуточных колонн иногда доводят до трех.

7. Пробурив скважину до проектной глубины, спускают и цементируют *эксплуатационную* колонну, предназначенную для подъема тем или иным способом нефти, газа от забоя к устью скважины.

8. Диаметр скважины по мере ее углубления от интервала к интервалу уменьшается вследствие спуска в нее концентрически располагающихся обсадных колонн.

9. Когда в скважину, кроме направления и кондуктора, спускается только эксплуатационная колонна, конструкцию называют *одноколонной* (рис. 1.2).

Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускаются промежуточные и эксплуатационная колонны, то конструкцию называют *двухколонной* (при одной промежуточной колонне) или *трехколонной* (при двух промежуточных колоннах).

10. Цементирование эксплуатационной колонны проводят на расстоянии не менее 300 – 500 м от продуктивных горизонтов [Фильм 7].

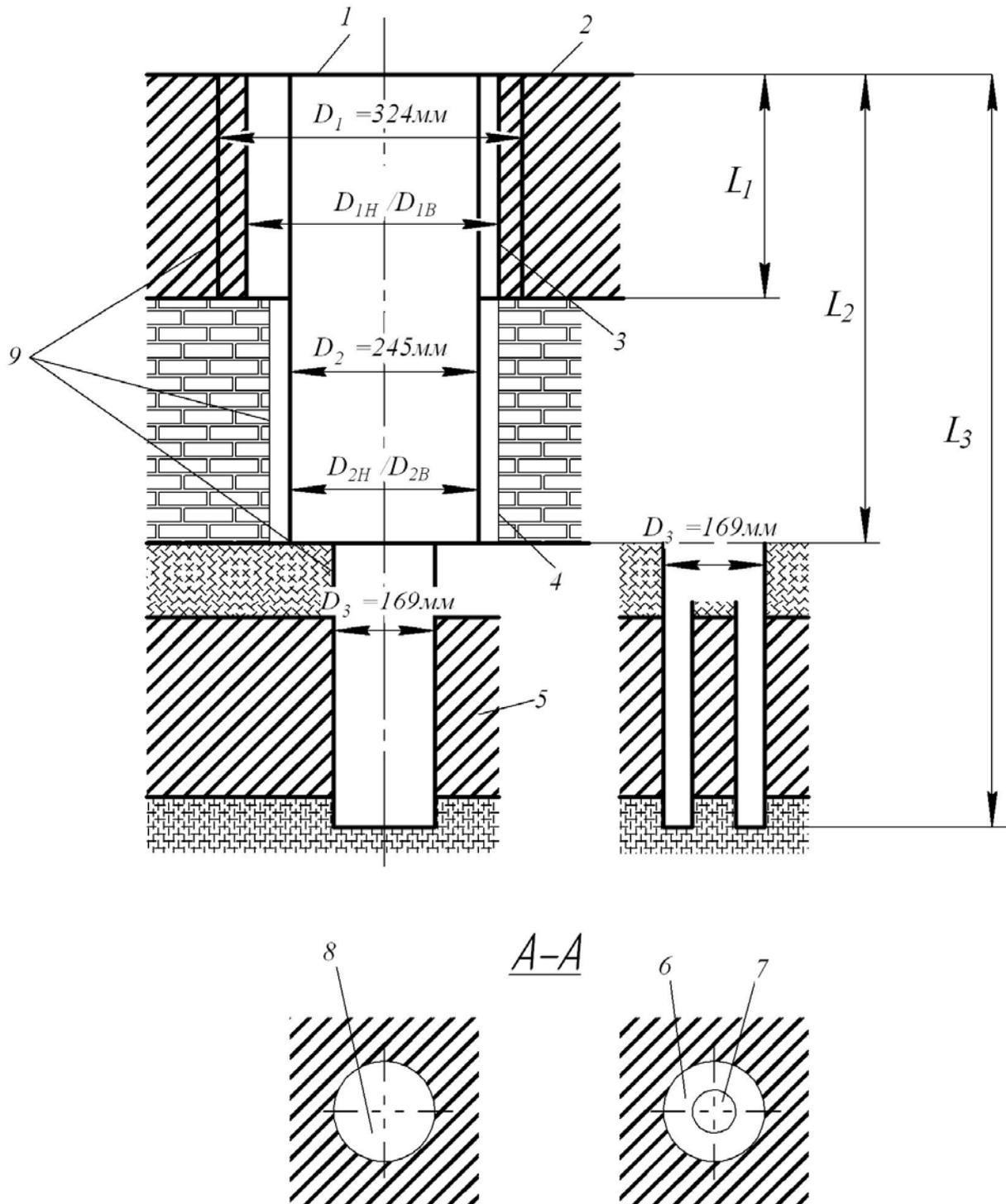


Рис. 1.2. Элементы буровой одноколонной скважины:
 1 – устье скважины; 2 – направление скважины; 3 – обсадные колонны;
 4 – кондуктор; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – кольцевой забой;
 7 – керн; 8 – сплошной забой; 9 – стенки скважины;
 D_1, D_2, D_3 – диаметры ствола скважины в разных интервалах;
 $d_{1H}, d_{1B}, d_{2H}, d_{2B}$ – диаметры обсадных колонн соответственно наружные, внутренние;
 L_1, L_2 – глубина интервалов скважины, закрепленных трубами; L_3 – глубина скважины

1.4. Технология крепления скважины

Крепление скважин осуществляется для разобщения нефтегазовых пластов и защиты обсадных труб от коррозии. Данная процедура проводится с помощью флота специальной техники (рис. 1.3). Цементируется кольцевое пространство между обсадной трубой и пробуренной скважиной. В зависимости от условий залегания пластов применяют один из методов цементирования [19, 20, 67]:

- одно- или двухступенчатое цементирование;
- прямое цементирование;
- обратное цементирование.

Наиболее распространенным является метод одноступенчатого цементирования. Данная технология состоит из этапов (рис. 1.4):

1. После спуска обсадной колонны в скважину осуществляют промывку буровым раствором до тех пор, пока плотность раствора на входе и выходе из скважины не станет одинаковой; тем самым добиваются выноса всех частиц из скважины. Контроль этого процесса осуществляет станция контроля.

2. На втором этапе происходит опрессовывание. При этом создается давление, которое в 1,5 раза превышает расчетное давление при цементировании, после чего его выдерживают 3 минуты. Падение давления контролирует станция контроля.

3. Третий этап обусловлен закачиванием насосным агрегатом буферной жидкости (растворов NaCl, CaCl₂, NaOH и других); могут добавляться и поверхностно-активные вещества (ПАВ). Эти вещества способны разрушить буровой раствор и полностью удалить его из колонны, что снижает давление при цементировании скважины.

4. На четвертом этапе происходит спуск нижней пробки с клапаном. Далее цементировочным агрегатом подают определенное количество тампонажного раствора, приготовленного смесительным агрегатом. После закачки всего объема тампонажного раствора опускают верхнюю пробку (алюминиевая чушка, залитая резиной).

5. На пятом этапе осуществляется продавливание продавочной жидкостью. Насосные агрегаты продавочной жидкостью смещают верхнюю и нижнюю пробки к забою. Через нижнюю пробку выдавливается тампонажный раствор в кольцевое пространство. При сближении пробок резко возрастает давление, это говорит о завершении процесса цементирования.

6. После завершения всех вышеперечисленных процедур скважину оставляют в покое для схватывания цементного камня [Фильм 2].

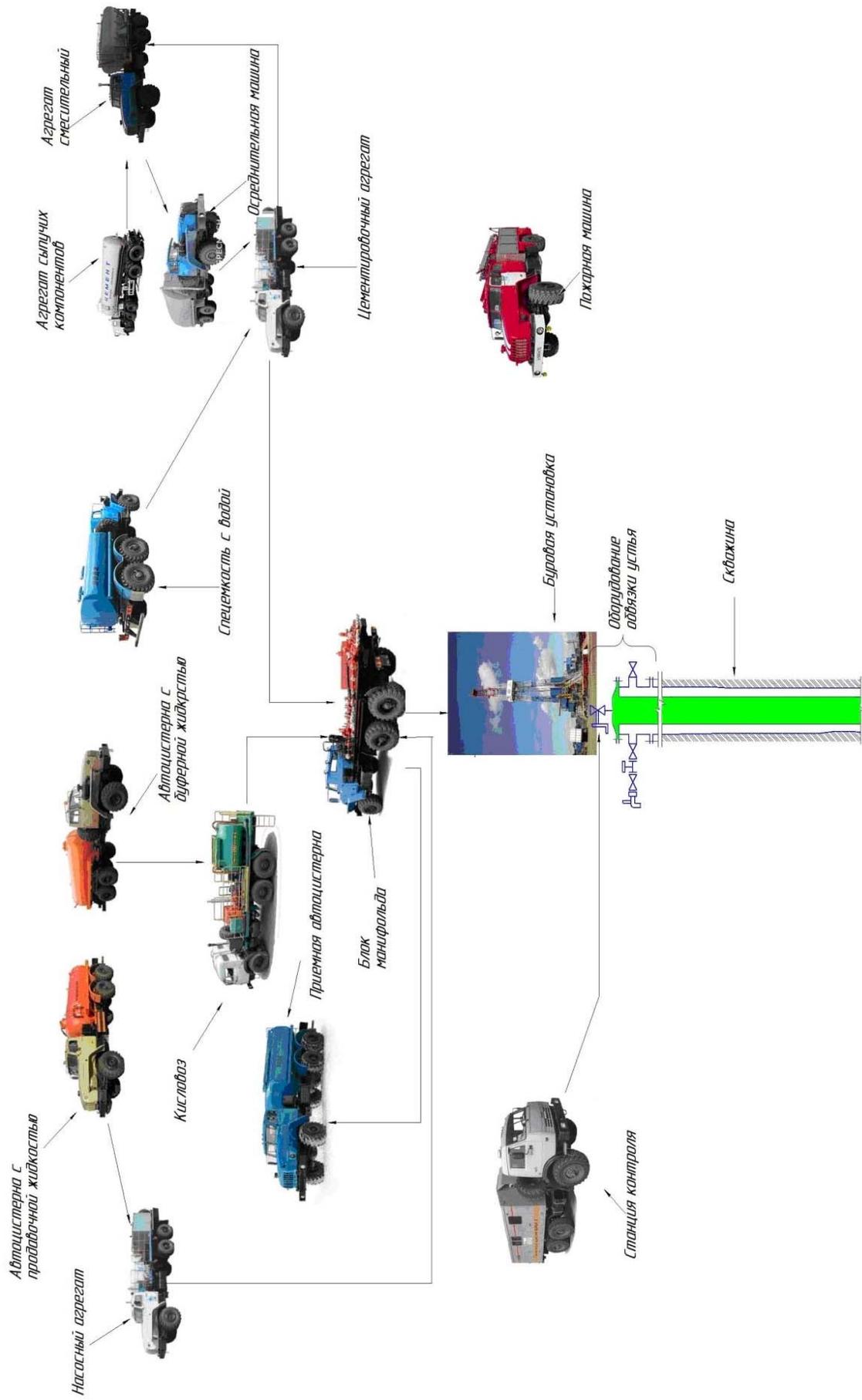


Рис. 1.3. Флот спецтехники при строительстве скважины

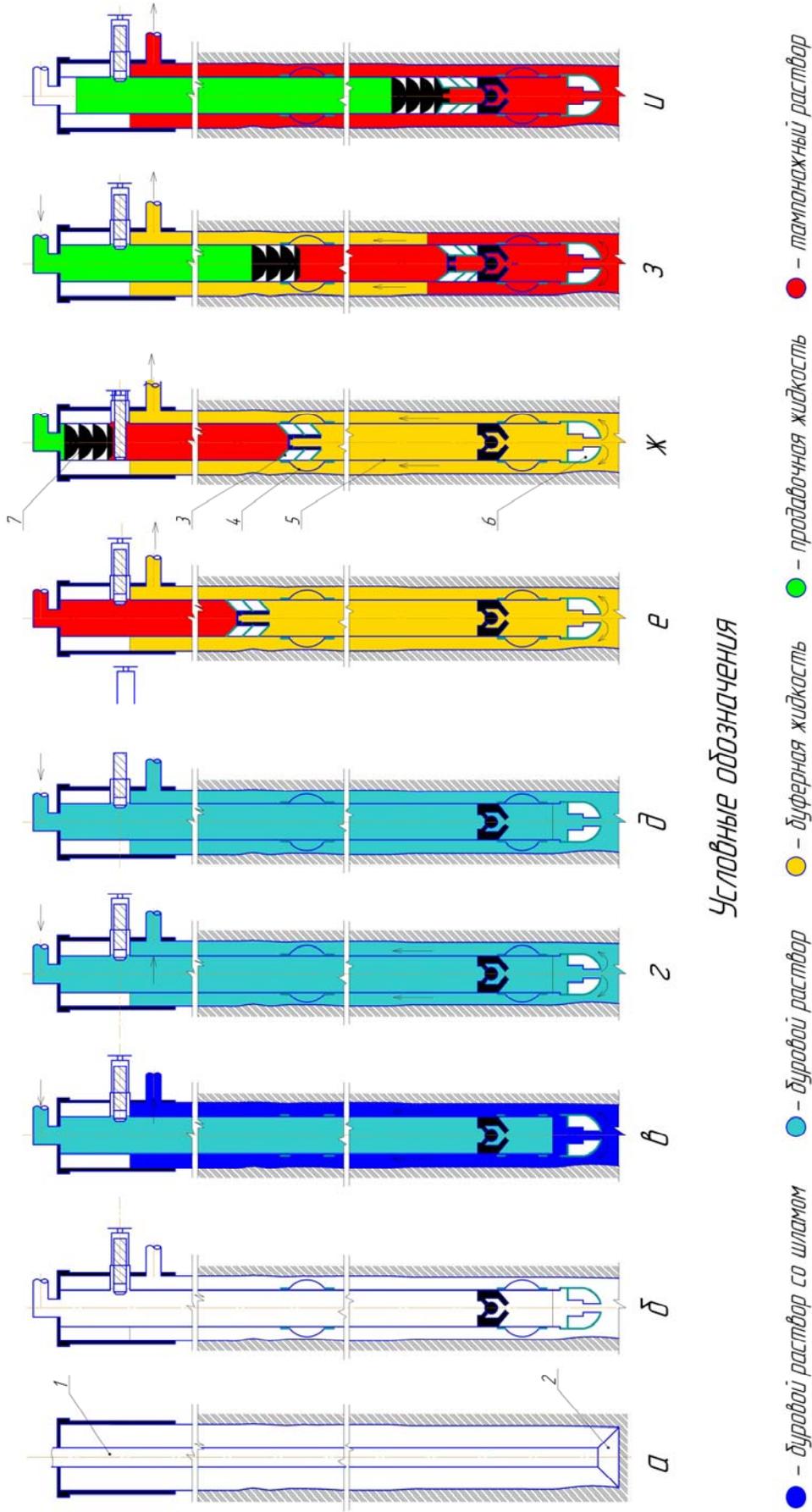


Рис. 1.4. Схема технологического процесса прямого одноступенчатого цементирования скважины:

а) – бурение; б) – опускание обсадной колонны; в) – промывка скважины буровым раствором; г) – опрессовка скважины;

д) – закачка буферной жидкости; е) – установка нижней пробки и закачка тампонажного раствора;

ж) – установка верхней пробки; з) – продавливание раствора в затрубное пространство; и) – затвердевание раствора;

1 – буровая труба; 2 – шарошечное долото; 3 – нижняя пробка с клапаном; 4 – центратор;

5 – обсадная колонна; 6 – башмак колонны; 7 – верхняя пробка

1.5. Гидроразрыв пласта

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, проппант, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала – удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется *жидкостью разрыва* [13, 31, 43].

Технологическая схема гидроразрыва пласта (далее – ГРП) представлена на рис. 1.5.

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- создание трещины;
- удержание трещины в раскрытом состоянии;
- удаление жидкости разрыва;
- повышение продуктивности пласта.

Создание трещины. Трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью, превышающей ее поглощение пластом. Давление жидкости возрастает пока не будут преодолены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина.

Удержание трещины в раскрытом состоянии. Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант (обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Удаление жидкости разрыва. Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

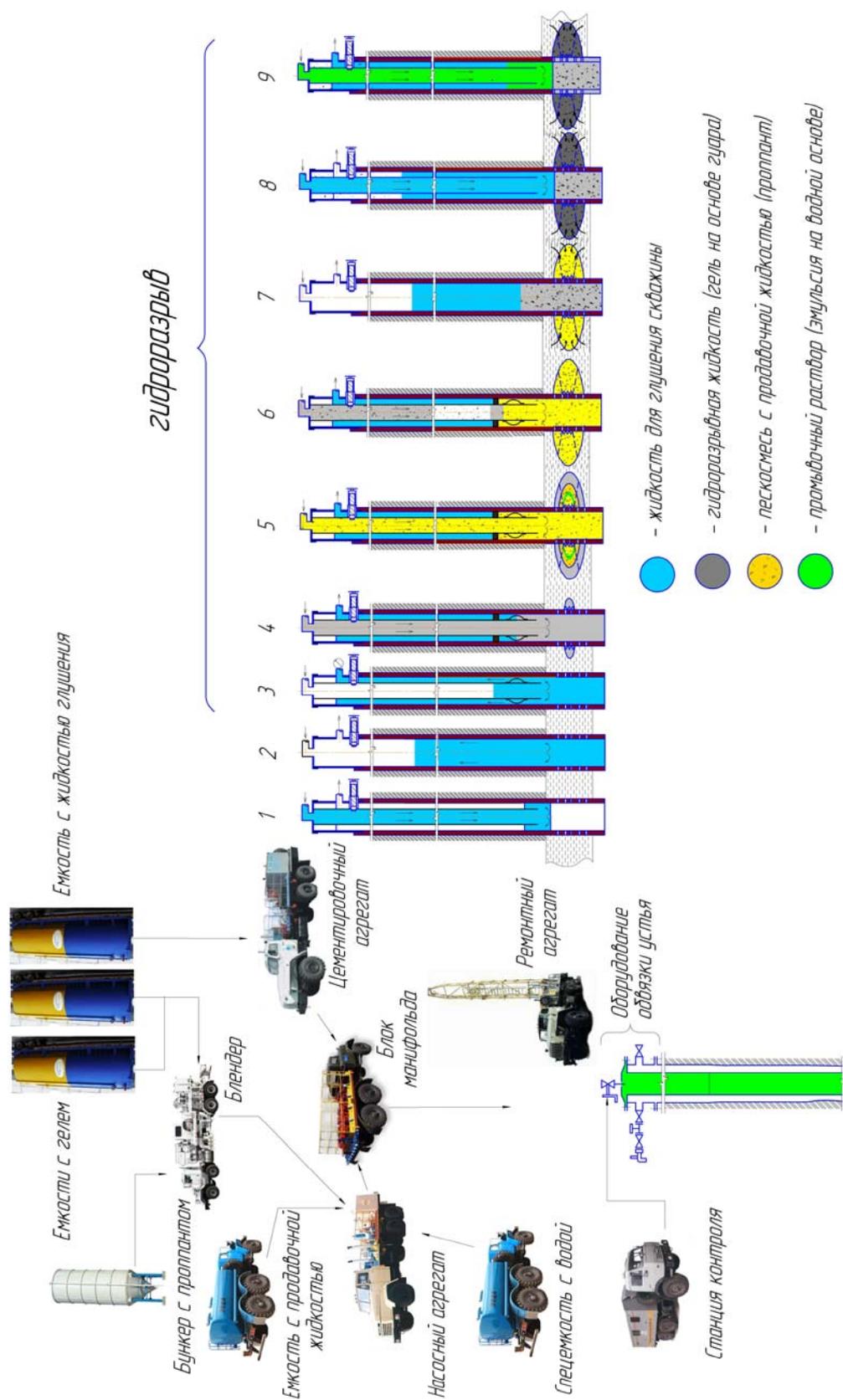


Рис. 1.5. Технологическая схема процесса гидроразрыва пласта:

- 1 – глушение скважины; 2 – удаление скважинного оборудования; 3 – установка труб высокого давления;
- 4 – установка пакера и закачка гидроразрывной жидкости (геля); 5 – закачка пропантанта;
- 6 – нагнетание пропантанта в образовавшиеся трещины продавочной жидкостью;
- 7 – извлечение труб высокого давления и пакера; 8 – установка НКТ; 9 – возбуждение скважины

Повышение продуктивности пласта. До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

Проведение гидроразрыва преследует две *главные цели*:

1. Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв – лучший способ повышения продуктивности.

2. Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Технология проведения ГРП состоит из следующих основных этапов:

- глушение скважины;
- подъем скважинного оборудования;
- замена НКТ на трубы высокого давления;
- установка пакеров.

Для создания трещины насосным агрегатом закачивают жидкость ГРП. Цементировочным и пескосмесительным агрегатом (на блендере) приготавливается пескожидкостная смесь, после чего она подается в трещину. Ремонтным агрегатом осуществляется подъем труб высокого давления и опускание НКТ в скважину. Заключительным этапом является «возбуждение скважины». На данном этапе происходит удаление из скважины жидкости глушения и жидкости гидроразрыва [Фильм 1].

1.6. Глушение скважины

Глушение скважины – это операция по предотвращению фонтанирования пластового флюида из скважины. Путём закачки в скважину специальной жидкости создается искусственное повышение забойного давления до величин, превышающих пластовое. Обеспечивает возможность проведения текущего, капитального ремонтов скважин, прекращение аварийных выбросов пластового флюида.

Глушение скважин состоит из следующих этапов:

1. Определение давления.

Давление определяется при помощи манометра. На манометре должна быть установлена контрольная отметка, показывающая максимальное рабочее давление. Манометр выбирается так, чтобы предполагаемые показания рабочего давления находились в средней трети шкалы манометра.

2. Стравливание давления из скважины.

Останавливается скважина. На всех задвижках промывочного оборудования необходимо проверить наличие надписей с указанием направления открытия или закрытия задвижки. Производится разрядка скважины открытием задвижки. Проверяется исправность запорной арматуры. Открытие задвижки осуществляется вращением (поворотом) штурвала в направлении, указанном на штурвале (в основных случаях – в направлении против часовой стрелки).

3. Сборка линий.

Монтаж нагнетательного трубопровода должен производиться из труб и стальных шарнирных соединений высокого давления. Трубы нагнетательной линии раскладываются от насосных агрегатов к устью скважины; в местах соединений производится их укладка на деревянные выкладки; проверяется исправность резинового уплотнительного элемента на ниппеле трубы; ниппель направляется в муфту соседней трубы и наживляется гайка БРС в направлении по часовой стрелке; ударами кувалды производится закрепление гайки БРС; для возможности сборки линий в различных плоскостях в отношении труб друг к другу применяются стальные шарнирные соединения высокого давления, соединение которых с трубами аналогично приведенному выше.

4. Испытание на герметичность.

После сборки линий производится испытание линий на герметичность. Закрывается задвижка на фонтанной арматуре; удаляется персонал из опасной зоны; по команде руководителя работ насосные агрегаты начинают нагнетать жидкость в напорные линии до 1,5-кратного значения ожидаемого рабочего давления (указано в плане работ); линии считаются герметичными, если в течение трех минут давление опрессовки не падает. В случае обнаружения пропусков давление снижают до атмосферного, производят устранение пропусков и повторяют опрессовку.

5. Замер плотности жидкости глушения.

Замеры плотности производятся следующим образом. Необходимо произвести отбор пробы жидкости глушения; заполнить ведро водой; отвернуть нижнюю часть ареометра; налить в нее пробу; соединить верхнюю и нижнюю части ареометра; опустить ареометр в ведро; определить по риску погружения на шкале прибора плотность жидкости глушения. Плотность жидкости глушения должна соответствовать плотности, указанной в плане работ.

6. Закачка раствора глушения.

Глушение скважин может производиться прямым и обратным способами. При прямом способе жидкость глушения закачивается насосными агрегатами через НКТ, при обратном – в затрубное пространство. Процесс глушения (в пределах одного цикла) должен быть непрерывным. Расход жидкости глушения должен выбираться большим, чем производительность скважины, путем регулирования скорости закачки или штуцированием задвижки для создания противодействия на пласт. Перед началом закачки жидкости глушения в скважину следует открыть задвижку на фонтанной арматуре. При закачке необходимо следить за показаниями манометров и целостности нагнетательных линий. Запрещено находиться в зонах, близлежащих к нагнетательным линиям. Если производится глушение в два и более циклов, то скважина закрывается и ставится на отстой на время, указанное в плане. Признаком окончания глушения скважины является соответствие плотности жидкости, выходящей из скважины, плотности жидкости глушения, при этом объем прокаченной жидкости глушения должен быть не ниже расчетной величины.

7. Заключительные работы после глушения.

Разборку промывочной линии следует начинать только после снижения давления в линии нагнетания до атмосферного. При этом задвижка на фонтанной арматуре со стороны скважины должна быть закрыта. После окончания работ по глушению скважина должна находиться в ожидании ремонта не более 36 часов [Фильм 17].

1.7. Кислотная обработка скважины

Кислотная обработка производится с целью воздействия на пласт кислотой в радиусе зоны проникновения бурового раствора или его фильтрата. Для этих целей предназначена специальная машина – *кисловоз* [17, 67].

Существует достаточное количество видов кислотной обработки, например:

- простая кислотная обработка;
- массиванная кислотная обработка;
- направленная кислотная обработка;
- глинокислотная обработка;
- гидрокислотный разрыв пласта.

Наиболее распространенной является простая кислотная обработка. Технология простых кислотных обработок показана на рис. 1.6.

Схема подключения оборудования при кислотной обработке

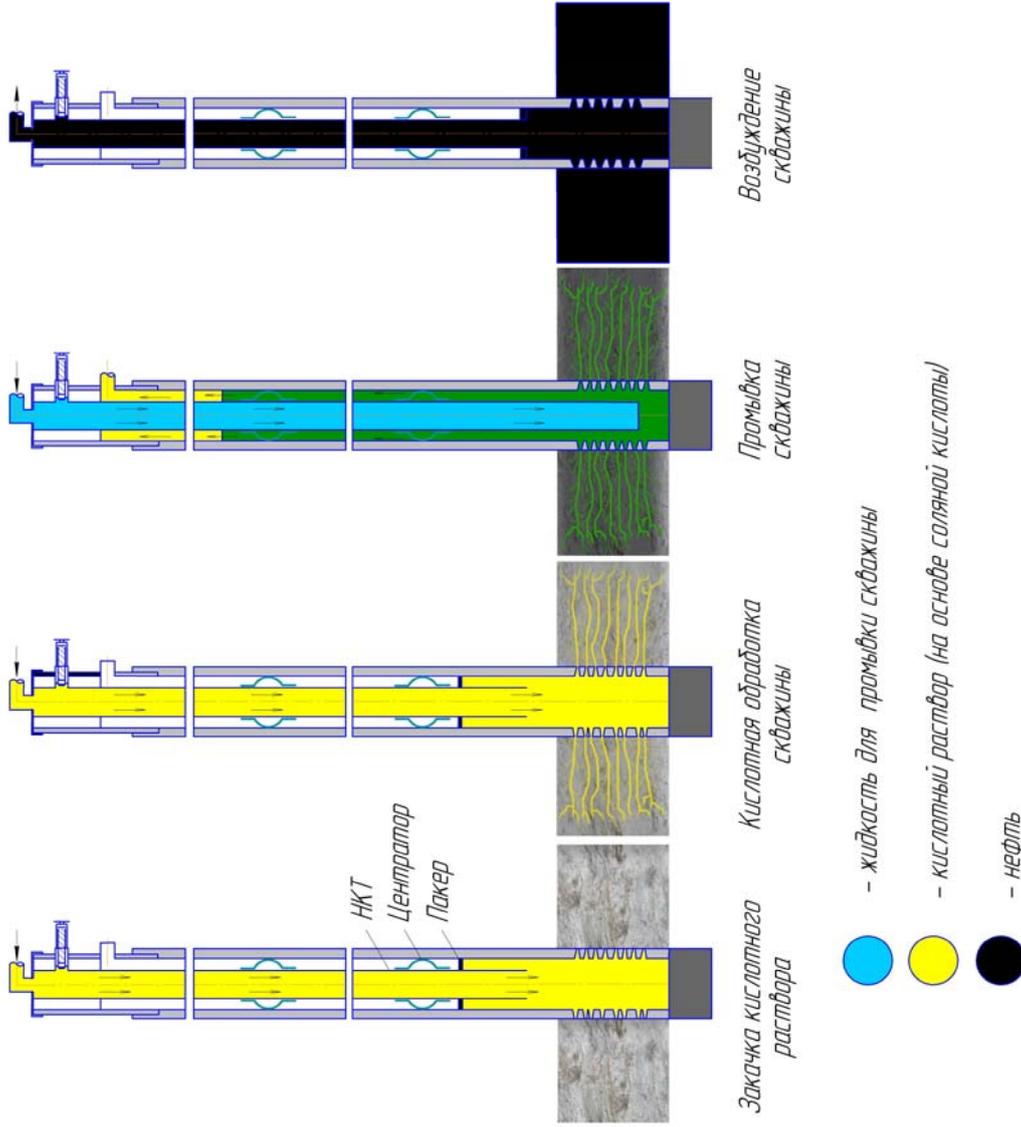
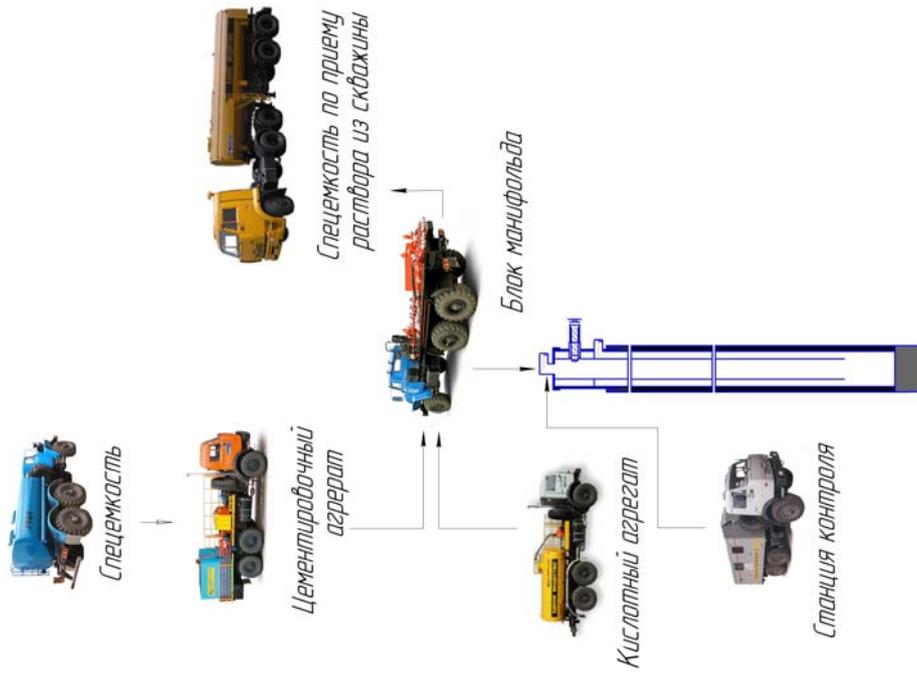


Рис. 1.6. Технологическая схема кислотной обработки

Следует отметить, что при обработке плотного, нетрещиноватого малопроницаемого карбонатного пласта целесообразно предварительное кратковременное воздействие на пласт высоким давлением.

1.8. Современные технологии сервисного обслуживания скважин

1.8.1. Азотное цементирование

Технология цементирования скважин азотонаполненными тампонажными системами (далее – АТС), основанная на механическом способе введения азота, снижает плотность тампонажного раствора, обеспечивая его подъем до проектной высоты в условиях аномально низких пластовых давлений.

При добавлении азота в тампонажный раствор возможно снижение его плотности до 1180 кг/м^3 вследствие заполнения газом полости микросфер. Это дает возможность отказа от применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) в качестве связывающего газового компонента, что позволит более четко контролировать параметры аэрации, кратность (вспениваемость) цементного раствора.

Принцип работы азотной установки представлен на рис. 1.7.

Цементирование скважины производится следующим образом:

1. Первоначально осуществляется приготовление смесительным агрегатом (затворение) тампонажного материала и его подача в осреднительную емкость. При затворении тампонажный раствор с облегчающей добавкой АСПМ доводят до плотности $1600 - 1400 \text{ кг/м}^3$.

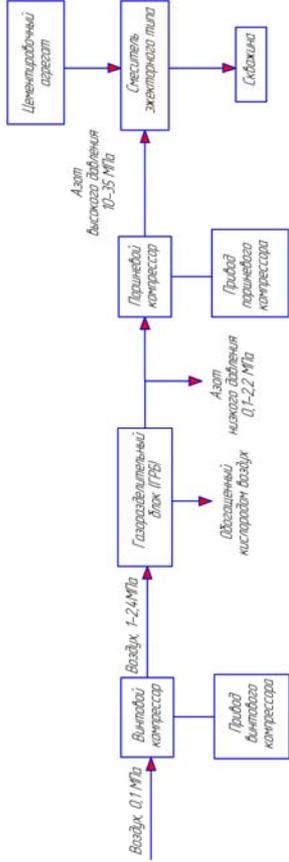
2. Включением насоса на цементировочном агрегате производится забор приготовленного тампонажного раствора из осреднительной емкости и подача его в нагнетательную линию, одновременно осуществляется запуск в работу азотной установки.

3. С азотной установки азот поступает в эжекторную камеру азотонасыщения тампонажной системы.

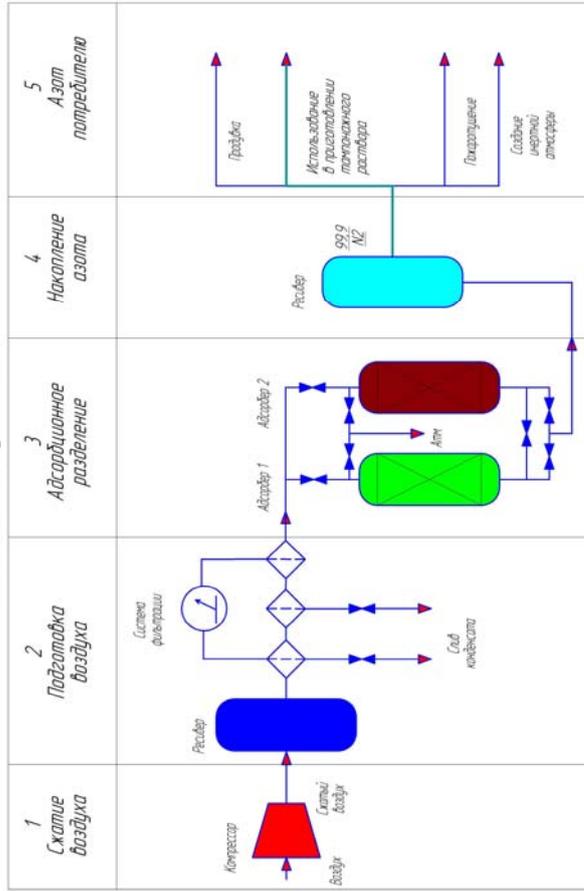
4. Из эжекторной камеры АТС закачивается в скважину. Плотность системы определяется расчетным путем. Замер плотности АТС производится на цементировочной головке. Контроль за азотонасыщением, регулированием плотности раствора осуществляется по расходу приготовленного смесительным агрегатом тампонажного раствора, нагнетаемого в скважину цементировочным агрегатом и азотной установки с учетом степени аэрации. Дополнительный контроль плотности АТС, а также давления на входе и выходе из скважины осуществляется станцией контроля цементирования.



Принципиальная схема приготовления азотонаполненного тампонажного раствора



Технология получения азота



Техническая характеристика

Параметры азота на выходе из установки			Температура окружающей среды во время работы, °С
Чистота, %	Производительность, м³/мин	Давление, МПа	
90 - 99,5	25 - 36	0,1 - 35	-45 - +40
		Точка росы, °С	
		-40 - -60	30
Время выходы на рабочий режим не более, мин			

Рис. 1.7. Принцип работы азотной установки

1.8.2. Пенный гидроразрыв пласта

Применение *пенных жидкостей* в нефтегазодобывающей промышленности растет быстрыми темпами, поскольку эти жидкости обладают такими свойствами, которые необходимы при проведении различных промысловых операций. Применение пен в качестве жидкости гидроразрыва также обладает рядом преимуществ. Высокая транспортная способность, минимальное количество жидкости, закачиваемой в пласт, и превосходное удаление этой жидкости из пласта после обработки – это одни из преимуществ, представляемые пенными жидкостями при использовании их в ГРП [10].

Пены – это сложные смеси, состоящие из газа, жидкости и ПАВ (пенообразователя). Реологические свойства пен сильно зависят от таких параметров, как температура, абсолютное давление, качество пены, свойств жидкой фазы, а также типа и концентрации пенообразователя. В качестве жидкой фазы могут быть различные жидкости – вода, линейный гель, вязкоэластичные системы (ВЭС).

Особенно актуальны жидкости ГРП на основе пены для пластов с посаженным пластовым давлением и пластов, чувствительных к воде, ввиду меньшего объема жидкости по сравнению со стандартными жидкостями разрыва, закачиваемыми в пласт, низкой плотности пены. Они позволяют достичь большого расширения скважины, что в итоге приведет к увеличению продуктивности и сокращению затрат на возбуждение скважины.

При пенном разрыве пласта в состав «флота» спецтехники, участвующего в ГРП, дополнительно входит установка нагнетания газа УНГ 8/15 (рис. 1.8).



Рис. 1.8. Установка нагнетания газа УНГ 8/15

1.8.3. Аэрированные растворы

Аэрированные буровые растворы широко применяются для борьбы с поглощениями буровых растворов при бурении скважин в условиях аномально низких пластовых давлений [10].

Преимуществами бурения с промывкой аэрированными растворами являются:

- возможность предотвращения и ликвидации различных по интенсивности поглощений буровых растворов вследствие низкой плотности и повышенной вязкости;
- увеличение показателей работы долота благодаря низкому дифференциальному давлению на забой, применению ПАВ (возможно обеспечение нулевого или отрицательного дифференциального давления на забое);
- повышение качества вскрытия продуктивных пластов с относительным давлением $p < 1$ в результате уменьшения гидростатического давления и применения ПАВ;
- повышение мощности на турбобуре при компрессорном способе аэрации.

К аэрированным буровым растворам могут быть отнесены все типы глинистых, безглинистых буровых растворов, а также растворы на углеводородной основе, аэрированные углекислым газом или любым другим газообразным агентом. Традиционно такие растворы называют аэрированными, считая, что если буровой раствор насыщается углекислым газом с помощью газобустренного агрегата УНГ 8/15, то он является аэрированным.

Аэрация — это процесс насыщения бурового раствора пузырьками воздуха или газом с помощью компрессорной установки или непосредственно от газопроводов высокого давления. Введение пузырьков воздуха в буровой раствор и их рассредоточение в нем вызывают в многофазной системе псевдооживление твердой фазы.

Аэрированный буровой раствор на забое скважины, омывая частицы выбуренной породы, приводит их в оживленное состояние под действием центробежных сил. Выбуренный шлам сравнительно равномерно рассредоточивается в аэрированной жидкости и вследствие высоких скоростей движения переходит в «кипящий слой», где агрегация выбуренной породы подавляется воздушной фазой, способствующей выносу его в затрубное пространство. Шламная масса на забое переходит в аэрированный раствор тогда, когда нарушается ее кинетическая устойчивость, то есть когда перепад давления в шламо-

вой массе, пропитанной аэрированной жидкостью, становится равным плотности аэрированного раствора.

При бурении скважин с промывкой аэрированными буровыми растворами используют следующие способы аэрации:

1. Механический. Обеспечивает аэрацию воздухом или каким-либо другим газообразным агентом с помощью компрессорных установок (в качестве диспергатора воздуха используют аэратор, размещенный на нагнетательной линии буровых насосов).

2. Инжекционный. Обеспечивает аэрацию жидкости путем засасывания воздуха из атмосферы или подачи его в инжектор от компрессора низкого давления.

3. Химический. Обеспечивает вспенивание жидкостей при обработке их поверхностно-активными веществами с перемешиванием в глиномешалке или при образовании газообразных компонентов в результате химической реакции карбоната аммония, бикарбоната аммония.

4. Комбинированный. Сочетает механические и химические способы аэрации системы бурового раствора.

1.8.4. Зарезка бокового ствола

Бурение боковых стволов позволяет эффективно восстанавливать бездействующие скважины и переводить убыточные и низкорентабельные скважины в категорию рентабельных, приносящих доход.

Зарезка ствола – точка, где ствол скважины начинает отклоняться от вертикали при наклонно-направленном и горизонтальном бурении.

Искривление ствола скважины – участок ствола скважины, находящийся за точкой *зарезки ствола* при наклонно-направленном или горизонтальном бурении.

Для зарезки бокового ствола используют колтюбинговые или мобильные буровые установки. Выполнение операции по забуриванию бокового ствола показано на рис. 1.9.

Зарезку боковых стволов можно производить точно по требуемому направлению, с любой глубины, при любых углах наклона скважины. Применение его возможно как при зарезке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.



Этап 1
Спуск на определенную глубину пакера в канавке с отклонителем и фрезой

Этап 2
Расклинивание пакера, позволяющего надёжно герметизировать колонну и удерживать отклонитель в колонне

Этап 3
Срезание шпильки под действием осевой нагрузки на фрезу, тем самым освобождая скляжные фрезы по отклонителю

Этап 4
Зарезка окна в эксплуатационной колонне

Этап 5
Расширение стартового окна и бурение бокового ствола скважины

Инструменты, используемые при проведении операции



Предназначен для герметизации колонны удерживания отклонителя в определенном интервале

Предназначен для преобразования кинетической энергии бурового раствора во вращение режущего инструмента

Предназначена для начала зарезки окна в эксплуатационной колонне

Предназначена для разбуривания окна в колонне и начала бокового ствола

Предназначена для разбуривания породы за колонной до забоя

Рис. 1.9. Зарезка бокового ствола путем вырезания окна в эксплуатационной колонне

Контрольные вопросы и задания к главе 1

1. Перечислите основные термины, характеризующие сервисные работы на скважине.
2. Как подразделяют скважины по назначению?
3. Какие способы эксплуатации нефтяных скважин существуют, от чего зависит выбор способа эксплуатации скважин?
4. Назовите основные этапы строительства скважин.
5. Нарисуйте в разрезе конструкцию скважины.
6. Перечислите основную спецтехнику, участвующую в строительстве скважины.
7. Опишите технологию процесса строительства скважин методом одноступенчатого цементирования с привязкой спецтехники для каждого этапа строительства.
8. С какой целью проводится гидроразрыв пласта?
9. Перечислите основную спецтехнику, участвующую при этом.
10. Опишите технологию процесса гидроразрыва пласта с привязкой спец. техники для каждого этапа.
11. С какой целью проводится глушение скважины?
12. Из каких этапов состоит операция по глушению скважины?
13. Для каких целей проводится кислотная обработка скважины?
14. Какая спецтехника участвует при проведении кислотной обработки скважины?
15. Какие современные технологии используются при сервисном обслуживании скважин?
16. Для каких участков скважины целесообразно применять азотное цементирование?
17. Как готовится азотно-насыщенный тампонажный материал и какая спецтехника задействована при его приготовлении?
18. Какова основная особенность проведения пенного гидроразрыва пласта и какая спецтехника дополнительно задействована по сравнению с традиционным способом проведения гидроразрыва пласта?
19. Каким преимуществом обладают азрированные буровые растворы по сравнению с традиционными?
20. Какие способы аэрации известны для приготовления буровых растворов?
21. С какой целью выполняют зарезку боковых стволов скважин?
22. Перечислите этапы зарезки боковых стволов скважины и необходимое скважинное оборудование и инструмент.

2. АГРЕГАТЫ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ И СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СКВАЖИН

2.1. Цементировочные агрегаты

Цементировочный агрегат используют для такого сложного процесса, как цементирование скважин. Они, как правило, выполняются самоходными, смонтированными на шасси грузовых автомобилей высокой проходимости. Однако имеются агрегаты в специальном исполнении (на саях, гусеничном ходу, в блочном исполнении) для использования в различных условиях. Задача цементировочного агрегата – непосредственная подача тампонажного раствора в скважину. Кроме этого, цементировочный агрегат часто используют и в других целях, а именно:

- при установке цементных мостов;
- установке нефтяных ванн;
- испытании колонн на герметичность.

Агрегат цементировочный ЦА-320

Агрегат ЦА-320 предназначен для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах (рис. 2.1, 2.2) [46, 47, 48, 49, 63, 64].



Рис. 2.1. Общий вид цементировочного агрегата ЦА-320

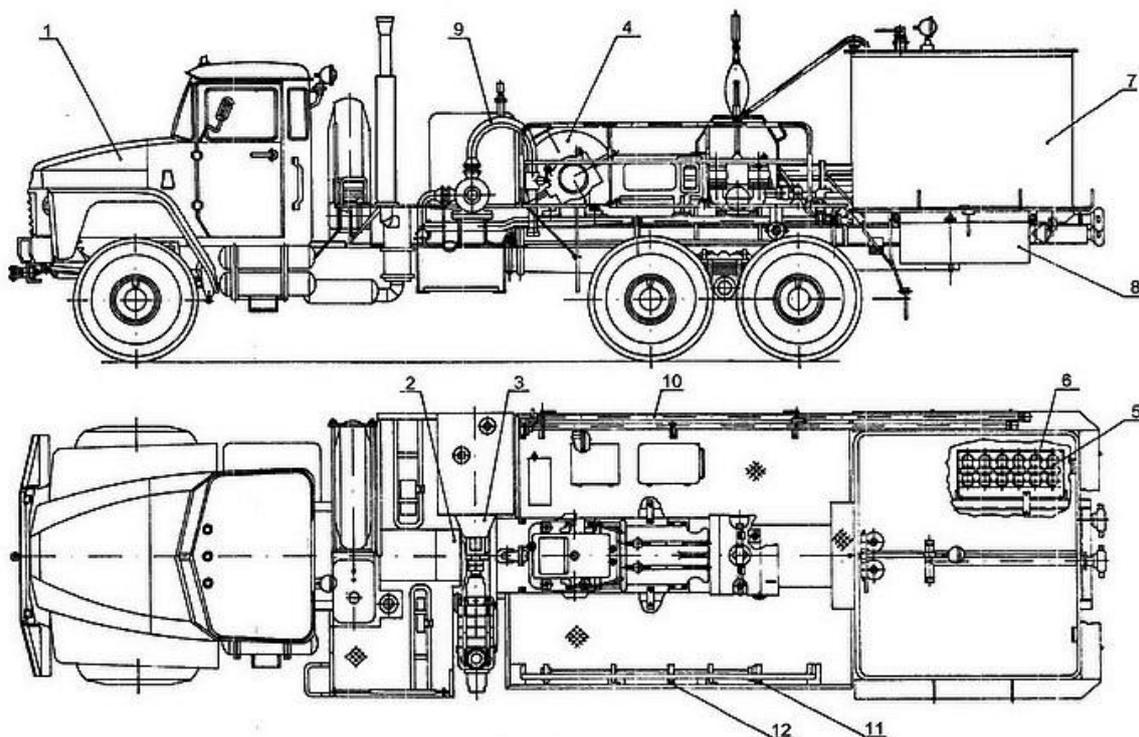


Рис. 2.2. Схема цементировочного агрегата ЦА-320:

- 1 – шасси автомобиля «Урал-4320-1912-30»; 2 – коробка отбора мощности;
 3 – блок водоподающий с центробежным насосом; 4 – насос НЦ-320;
 5 – колено шарнирное 50x70; 6 – колено шарнирное сдвоенное 50x70; 7 – бак мерный
 с донными клапанами; 8 – бачок цементный; 9 – манифольд; 10, 11, 12 – трубы

Техническая характеристика цементировочного агрегата ЦА-320:

Монтажная база	«Урал 4320-1912-30»/ КамАЗ-43118
Силовой привод	двигатель автомобиля (базы)
Отбираемая мощность, не более, кВт	176
Насос цементировочный поршневой	НЦ-320
Мощность полезная, кВт	100
Предельное давление нагнетания, МПа	40
Наибольшая идеальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	26
Вместимость мерного бака, м^3	6
Манифольд, условный диаметр, мм:	
– приемной линии	100
– нагнетательной линии	50
Вместимость бачка для цементного раствора, м^3	0,25
Водоподающий блок	двигатель ЗМЗ-511 (ГАЗ-53)
Частота вращения вала двигателя, мин^{-1} :	

– максимальная	3200
– рабочая	2500 – 2950
Мощность, кВт	до 92
Центробежный насос	ЦНС 38-154
Подача, дм ³ /с	10,5
Давление, МПа	1,54
Габаритные размеры, мм	10150x2700x3225
Масса агрегата, не более, кг	16000

Особенности агрегатов ЦА-320

– оборудованы устройством подогрева гидравлической части цементировочного насоса для обеспечения работы установок при низких температурах;

– укомплектованы коллектором для обеспечения одновременной работы нескольких агрегатов при цементировании скважин и переходником до 50 мм для подключения к приемной линии всасывающего шланга;

– оборудованы системой контроля температуры масла в картере насоса НЦ-320 с выводом информации на приборную панель автомобиля;

– установка выполняется «в габарите» согласно действующим нормам и требованиям ГИБДД;

– основным условием успешной эксплуатации агрегата является неагрессивность нагнетаемых сред.

Основное оборудование цементировочного агрегата ЦА-320

Всё основное оборудование агрегата размещено на монтажной раме, которая закрепляется на лонжеронах шасси автомобиля при помощи стремянок через демпфирующую прокладку.

В состав цементировочного агрегата ЦА-320 входят [22]: цементировочный насос, блок водоподающий, бак мерный, манифольд, трубопровод вспомогательный, система выхлопа и обогрева оборудования (рис. 2.3).

Цементировочный насос НЦ-320 – насос горизонтальный, двухпоршневой двустороннего действия со встроенным червячным редуктором повышенной нагрузочной способности (рис. 2.4). Насос служит для нагнетания жидких сред (глинистых, цементных, солевых растворов) при промывочно-продавочных работах и цементировании нефтяных и газовых скважин в процессе их бурения и капитального ремонта.

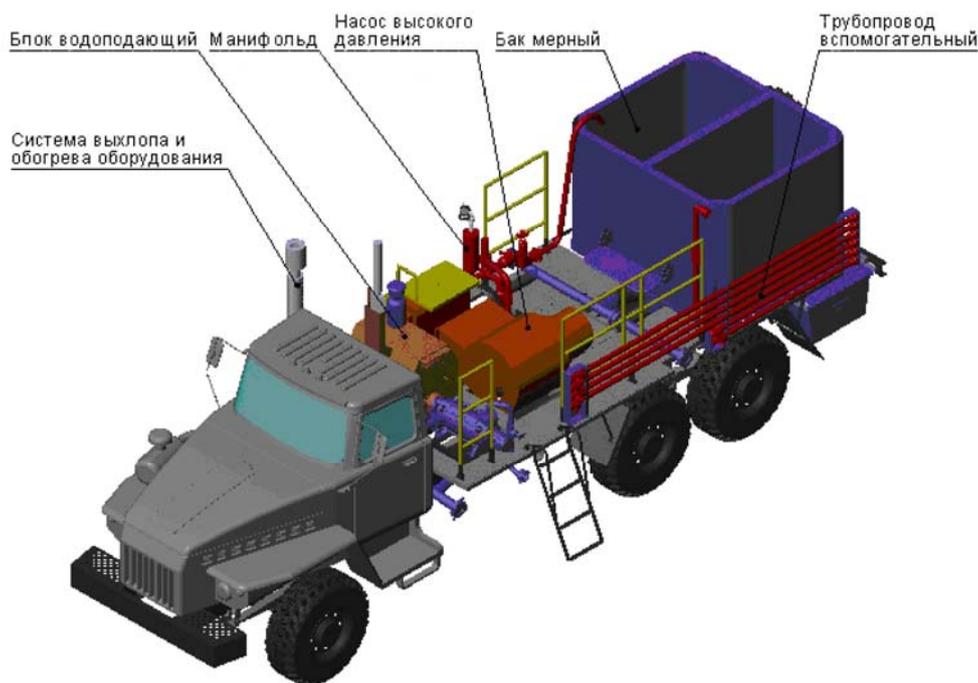


Рис.2.3. Основное оборудование цементирующего агрегата ЦА-320

Техническая характеристика НЦ-320:

Полезная мощность насоса, кВт	108
Передаточное число червячной пары	22
Габаритные размеры, мм	2385x750x2390
Масса, не более, кг	2890

Конструкция насоса НЦ-320 разработана на базе насоса 9Т, основные детали и сборочные единицы насосов взаимозаменяемы. Применение червячной пары, цельноштампованной тарели, других конструктивных и технологических улучшений увеличили долговечность и надежность насоса НЦ-320 по сравнению с насосом 9Т [Фильм 4].

Блок водоподающий (рис. 2.5) включает в себя водоподающий насос (ЦНС 38-154) и двигатель для его привода. В качестве привода водоподающего насоса по заявке заказчика может применяться как бензиновый, так и дизельный двигатели. Управление работой блока водоподающего производится с площадки рамы монтажной. Приборы управления двигателем выведены на переднюю стенку кожуха двигателя [24].

Насос ЦНС 38-154 – насос секционный горизонтальный, предназначенный для перекачивания холодной воды температурой от 1 до 45 °С, с содержанием механических примесей не более 0,2 % по мас-

се, при размере твердых частиц не более 0,2 мм, микротвердостью не более 1,46 ГПа (рис. 2.6).

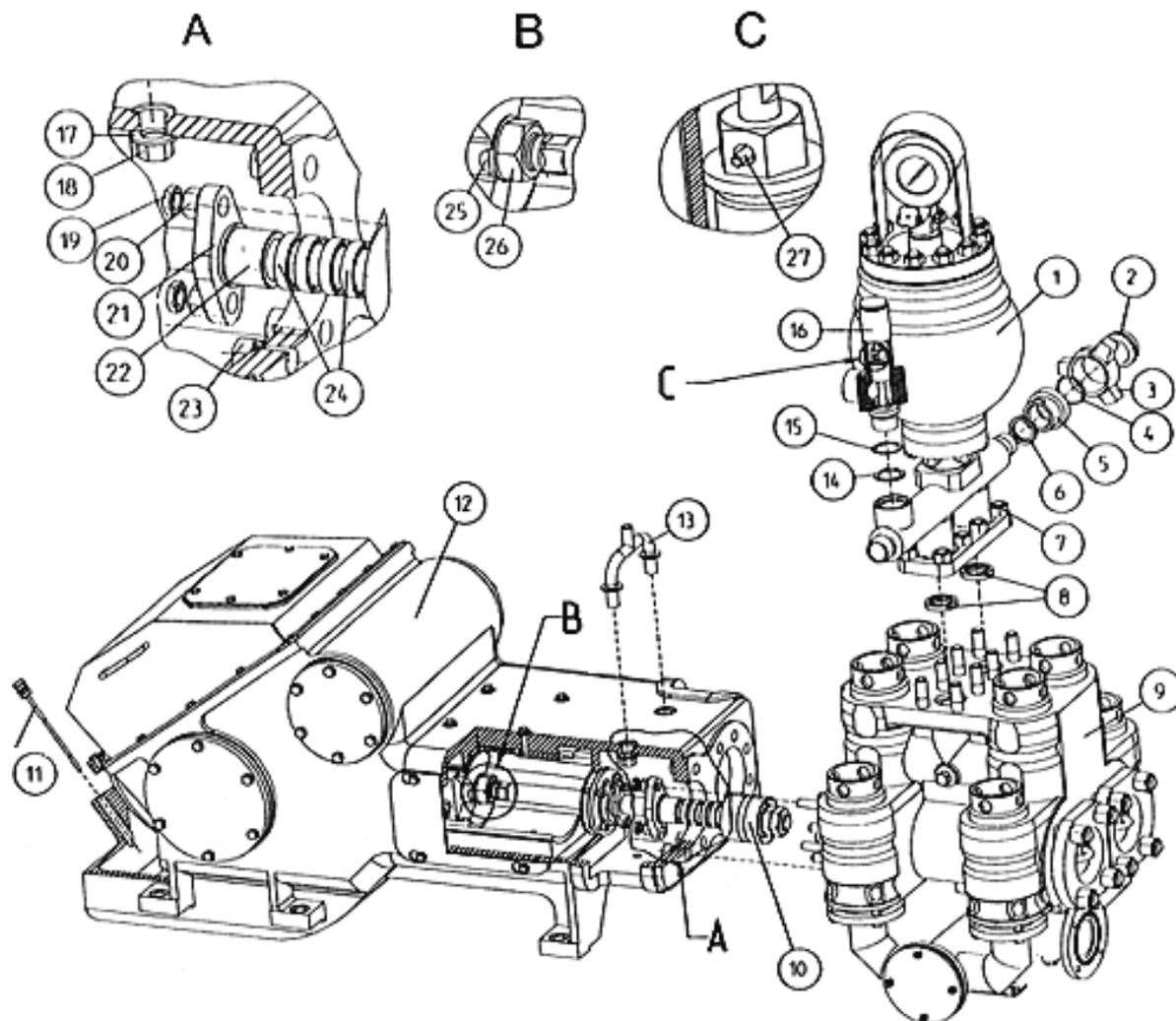


Рис. 2.4. Основные узлы цементировочного поршневого насоса НЦ-320:
 1 – блок нагнетательный; 2 – заглушка; 3 – гайка накидная; 4 – кольцо уплотнительное;
 5 – гнездо конуса; 6, 8 – уплотнение; 7 – гайка М27; 9 – гидравлическая часть;
 10 – шток поршня с поршнем и гайками; 11 – указатель масла; 12 – приводная часть;
 13 – тройник промывочный; 14 – прокладка; 15 – кольцо; 16 – клапан
 предохранительный; 17 – шайба А27; 18 – гайка накидная; 19, 20 – гайки М20;
 21 – фланец нажимной; 22 – втулка нажимная; 23 – гайка М24; 24 – манжета штока;
 25 – шайба замковая; 26 – контргайка штока; 27 – гвоздь предохранительный

Насосы ЦНС применяют в системах водоснабжения и повышения давления в контурах холодной воды, в системах холодного водоснабжения промышленных, административных и жилых объектов, в системах водоотлива каменноугольных шахт, в системах подачи воды в нефтеносные пласты [52].

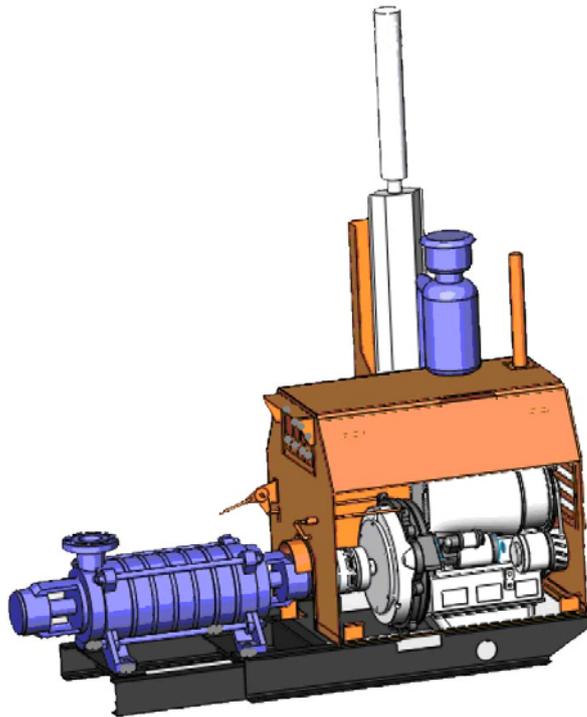


Рис. 2.5. Водоподающий блок

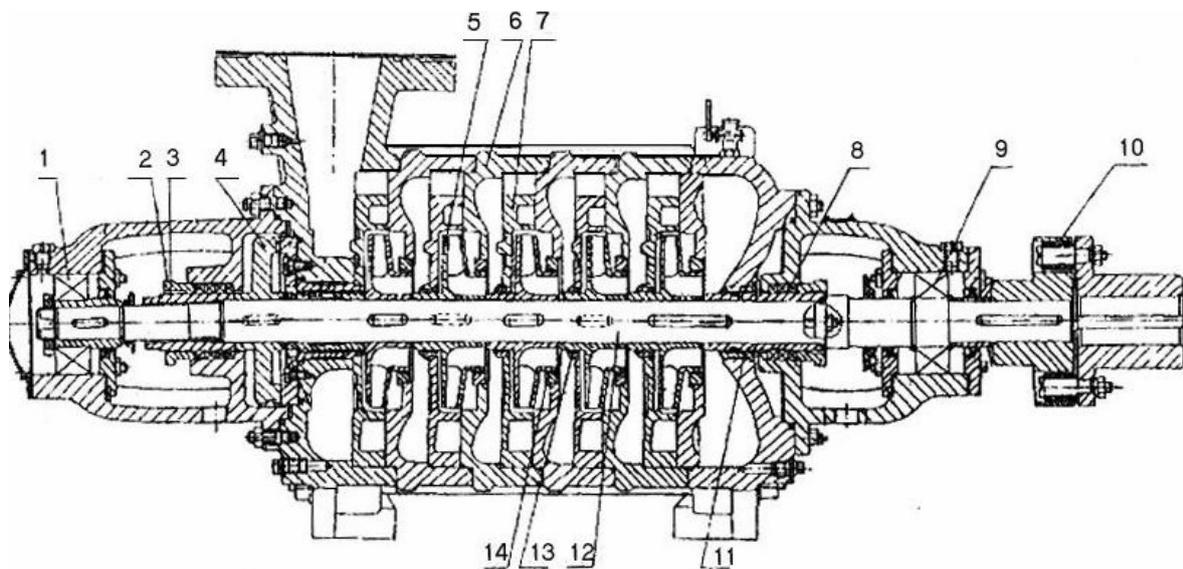


Рис.2.6. Основные узлы секционного горизонтального насоса ЦНС 38-154:

- 1 – подшипник; 2 – крышка сальника; 3 – защитная втулка;
 4 – диск гидравлической пяты; 5 – рабочее колесо; 6 – секция; 7 – лопаточный отвод;
 8 – сальниковая набивка; 9 – подшипник; 10 – муфта; 11 – втулка гидрозатвора;
 12 – вал; 13, 14 – уплотняющие кольца

Техническая характеристика насоса ЦНС 38-154:

Полезная мощность насоса, кВт
 Частота вращения, мин⁻¹

23,1
 2950

Подача, м ³ /ч	38
Напор, м	154

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Вследствие возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство вновь заполняется жидкостью, поступающей из всасывающей трубы под действием создаваемого разрежения [Фильм 5].

Выйдя из рабочего колеса первой секции, жидкость поступает в каналы направляющего аппарата и затем во второе рабочее колесо с давлением, созданным в первой секции, откуда – в третье рабочее колесо с увеличенным давлением, созданным во второй секции и т.д. Вышедшая из последнего рабочего колеса жидкость через направляющий аппарат поступает в крышку нагнетания и из нее в нагнетательный трубопровод.

Во время работы насоса, вследствие давления воды на неравные по площади боковые поверхности рабочих колес, возникает осевое усилие, которое стремится сместить ротор насоса в сторону всасывания.

Для уравнивания осевого усилия в насосе предусмотрено разгрузочное устройство, состоящее из диска разгрузки, кольца и втулки разгрузки и дистанционной втулки.

Жидкость из последней ступени проходит через кольцевой зазор между втулкой разгрузки и дистанционной втулкой и давит на диск разгрузки с усилием, равным сумме усилий, действующих на рабочие колеса, но направленным в сторону нагнетания. Ротор насоса оказывается уравновешенным, равенство усилий устанавливается автоматически.

Выходящая из разгрузочной камеры жидкость охлаждает сальник со стороны нагнетания.

Сальник со стороны всасывания омывается жидкостью, поступающей под давлением из всасывающего трубопровода. Жидкость, проходя по рубашке вала через сальниковую набивку, предупреждает засасывание воздуха в насос и одновременно охлаждает сальник. Большая часть жидкости проходит через зазор между рубашкой вала и втулкой гидрозатвора в полость всасывания, часть проходит между рубашкой вала и сальником со стороны всасывания, охлаждая его, остальная часть выходит наружу через штуцер.

Затяжка сальника должна обеспечивать возможность просачивания перекачиваемой жидкости между валом и сальниковой набивкой наружу в количестве 5 – 15 дм³/ч. Меньшее количество свидетельствует об излишнем затягивании сальника, что увеличивает потери на трение и ускоряет износ рубашки вала и гайки ротора [Фильм 9].

Бак мерный объёмом 6 м³ расположен в задней части агрегата и закреплён на раме болтами. Бак разделён на две равные части, в каждой из которых установлены мерные линейки, на передней стенке бака имеется откидная площадка для более удобного расположения оператора при управлении донными клапанами бака (рис. 2.7).

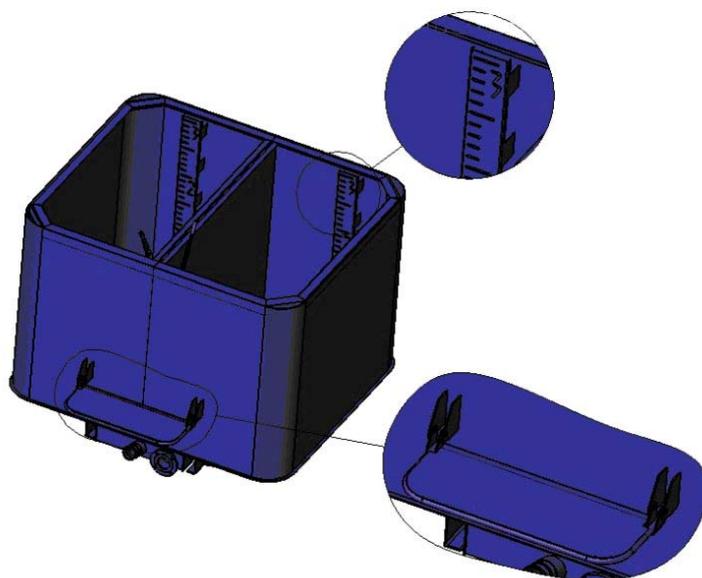


Рис. 2.7. Мерный бак

Манифольд агрегата состоит из всасывающего и напорного трубопровода (рис. 2.8). Забор жидкости насосом высокого давления может производиться как из мерного бака, так и из внешнего источника (в том числе и из цементного бачка) с обеих сторон установки с помощью всасывающего трубопровода. С помощью напорного трубопровода рабочая жидкость под давлением подаётся в скважину, при необходимости её можно направить обратно в мерный бак.

На напорной линии установлены: датчик давления, манометр и предохранительный клапан со срезным штифтом. Показания датчика давления выводятся на пульт управления, расположенный в кабине шасси. Предохранительный клапан, срезной штифт которого настроен на максимальное рабочее давление, служит для сброса давления в напорной линии при превышении его допустимой величины.

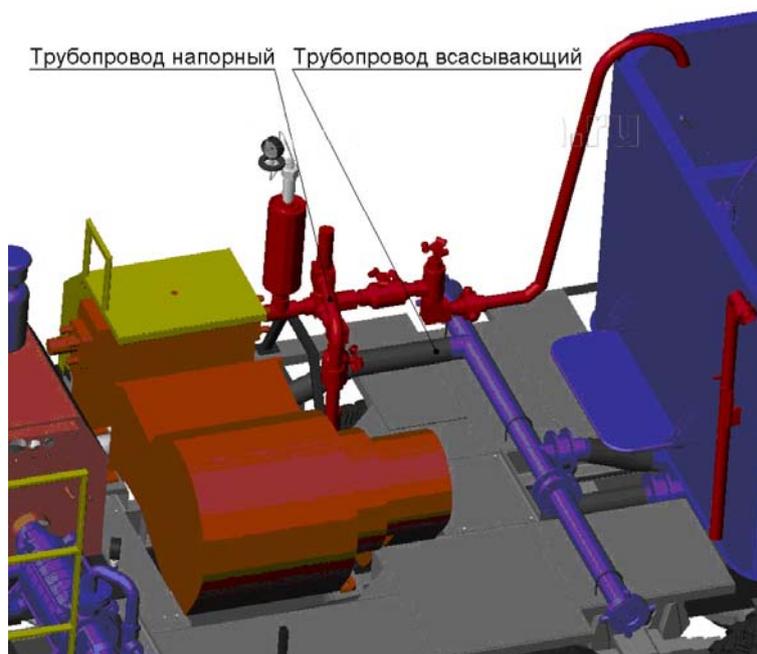


Рис. 2.8. Манифольд

Вспомогательный трубопровод агрегата служит для соединения напорной линии насоса высокого давления с устьем скважины. Вспомогательный трубопровод состоит из труб высокого давления и шарнирных коленьев (рис. 2.9, 2.10).

В транспортном положении трубы высокого давления размещают на специальных гребёнках, шарнирные коленья укладывают в ящик. Также в комплект вспомогательного трубопровода входят два напорных шланга для подачи жидкости от центробежного насоса водоподающего блока в цементосмеситель и четыре приемных рукава с фильтром для забора раствора из цементного бачка вместимостью 0,25 м³.



Рис. 2.9. Вспомогательный трубопровод



Рис. 2.10. Шарнирное колено

Система выхлопа и обогрева оборудования позволяет производить обогрев приемного коллектора, картера цементирующего насоса и картера двигателя водоподающего блока, а также производить продувку трубопроводов установки выхлопными газами двигателя шасси. Управление направлением потока выхлопных газов производится с помощью заслонок (рис. 2.11).

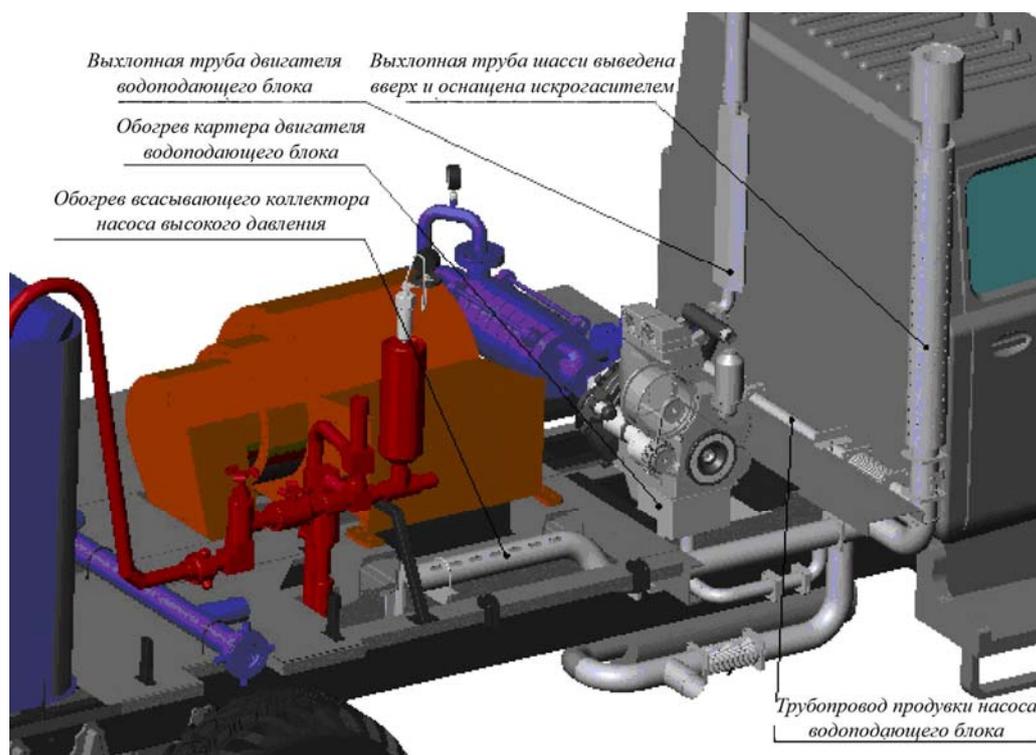


Рис. 2.10. Система выхлопа и обогрева оборудования

На рис. 2.12 показана схема привода оборудования цементирующего агрегата ЦА-320.

Агрегат цементировочный СИН-35.05

Агрегат насосный цементировочный СИН-35.05 предназначен для цементирования, опрессовки и проведения промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах (рис. 2.13) [2].

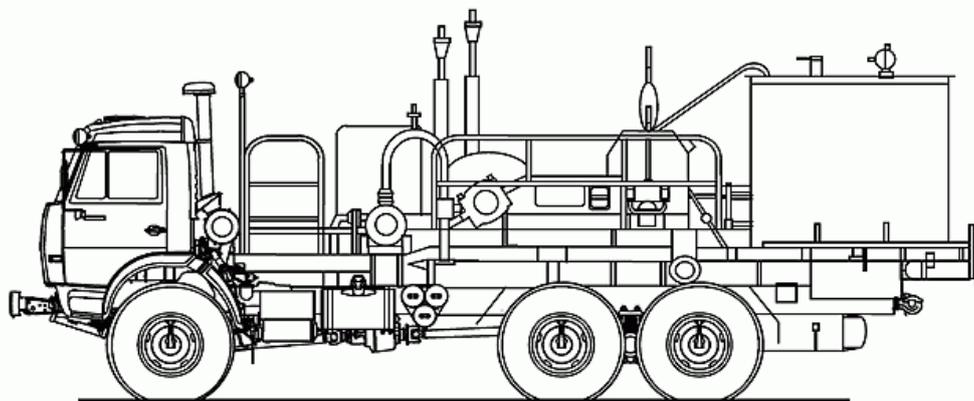


Рис. 2.13. Общий вид цементировочного насосного агрегата СИН-35.05

Состав агрегата насосного цементировочного СИН-35.05:

- базовое шасси КамАЗ-43118;
- трехплунжерный насос с редуктором СИН-32;
- водоподающий блок;
- мерная емкость.

Преимущества агрегата:

- единая топливная система дизеля водоподающего насоса и автомобиля;
- наличие системы обогрева и продувки гидравлической части плунжерного насоса;
- возможность установки электронного регистратора выходных параметров;
- возможность комплектации насоса плунжерами диаметром 100 и 125 мм.

Техническая характеристика СИН-35.05:

Модель	СИН-35.05
Трехплунжерный насос	СИН-32
Диаметр плунжеров, мм	100; 125
Максимальное рабочее давление, МПа (при подаче, $\text{дм}^3/\text{с}$)	
при диаметре плунжеров:	
– 100 мм	50 (2,3)
– 125 мм	32 (3,7)

Максимальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$, при диаметре плунжеров и давлении:	
– 100 мм, 10,4 МПа	11,5
– 125 мм, 6,6 МПа	18
Плотность перекачиваемых растворов, $\text{кг}/\text{м}^3$	1000 – 2100
Водоподающий центробежный насос	ЦНС-38-154
Привод центробежного насоса	дизель Д-120
Максимальное давление центробежного насоса, МПа	1,2
Максимальная подача центробежного насоса, $\text{дм}^3/\text{с}$	8,3
Вместимость емкости, м^3	6
Габаритные размеры агрегата, мм	8700×2500×3300
Масса агрегата, кг:	
– снаряженная	12600
– полная	не более 20900
Максимальная скорость, км/ч	80
Базовое шасси, модель	КамАЗ-43118
Двигатель:	
модель	740.40 (Евро-3)
тип	дизельный с турбонаддувом
максимальная мощность, кВт, при 2200 мин^{-1}	191

Основное оборудование цементировочного агрегата СИН-35.05

Насос трехплунжерный СИН-32 – горизонтальный трехплунжерный насос, предназначенный для перекачивания различных жидкостей под высоким давлением. Используется в установках кислотной обработки скважин, гидropескоструйной перфорации, цементирования скважин (рис. 2.14).



Рис. 2.14. Насос трехплунжерный СИН-32

Преимущества насоса СИН-32:

- высокая надежность (подтвержденный ресурс работы 10 лет);
- КПД насоса с редуктором 0,85 (у насоса 9Т КПД равен 0,5);
- удобство в эксплуатации и простота в обслуживании (время полного обслуживания с заменой всех сменных деталей 60 минут);
- надежная защита механической части насоса от попадания перекачиваемой жидкости через уплотнение корпуса за счет использования герметичного чехла;
- повышенная износостойкость плунжеров (ресурс работы плунжеров в 2 раза выше, чем у поршней насоса 9Т);
- отсутствие встроенного редуктора с шевронной передачей за счет навесного планетарного редуктора;
- стабильность технических характеристик за все время эксплуатации (стабильность характеристик по расходу и давлению, независимо от наработки насоса).

Техническая характеристика насоса СИН-32:

Максимальная полезная гидравлическая мощность (не менее), кВт	130
Диаметр плунжеров, мм	100, 125
Давление максимальное, МПа, при диаметре плунжеров:	
– 100 мм	50
– 125 мм	32
Наибольшая идеальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$ (при частоте вращения вала насоса 320 мин^{-1}) при диаметре плунжеров:	
– 100 мм	16,3
– 125 мм	25,5
Габариты, мм	1800x1000x800
Масса, кг	1900

Остальное оборудование данного цементировочного агрегата идентично оборудованию цементировочного агрегата ЦА-32.

Цементировочная комплексная установка УНЦК-8-32

Установка цементировочная комплексная УНЦК-8-32 предназначена для транспортирования тампонажного цемента на объект применения, приготовления из него раствора и нагнетания его в скважину. Приготовление тампонажного раствора осуществляется методом рециркуляции с накоплением и дальнейшей обработки его с целью обеспечения необходимого качества. Вместимость бункера установки по цементу составляет 10 т, что соответствует 8 м^3 цементно-

го раствора нормальной плотности. Этого объема в большинстве случаев достаточно для цементирования хвостовика в боковом стволе скважины старого фонда или проведения 3 – 5 операций по установке цементных мостов [56].

Установка снабжена насосом, полезная мощность которого достаточна для нагнетания в скважину технологических жидкостей в любом заданном режиме, необходимом для выполнения указанных выше операций.

Выполнение этих операций без участия прочей цементировочной техники определяет автономность установки. Ее применение в соответствующих условиях способствует значительному сокращению затрат на проведение цементировочных операций. Установка предназначена для работы в умеренно-холодных климатических районах II – IV по ГОСТ 16350.

Устройство УНЦК-8-32

Цементировочная установка (рис. 2.15.) состоит из пяти основных блоков-модулей [56]:

- шасси несущего автомобиля;
- трехплунжерного насоса высокого давления;
- бункера для перевозки цемента;
- гомогенизатора;
- мерного бака.

Шасси несущего автомобиля марки МЗКТ-652712 представляет транспортное средство повышенной проходимости, двигатель которого обеспечивает привод в действие механизмов технологического оборудования: насоса, дозирующего шнека в бункере и мешалок гомогенизатора.

Передача мощности насосу осуществляется механическим путем от раздаточной коробки шасси, другим механизмам – с помощью гидравлической системы.

Трехплунжерный насос марки НТП-727 обеспечивает подачу жидкости в смеситель, мерный бак и по разборному нагнетательному трубопроводу на устье скважины.

Бункер состоит из корпуса, верхняя часть которого выполнена в форме параллелепипеда, нижняя – в виде призмы. Днище ее представляет желоб с размещенным в нем вдоль оси дозирующим шнеком. Концы шнека помещены в цилиндрические кожухи. На кожухе выгрузочного люка расположен отвод для подачи цемента в смеситель

посредством гофрированного рукава, исполняющего роль цементопровода. Смеситель гидронапорного типа оборудован выкидным рукавом, прием которого закреплен на трубе Вентури, а выкид направлен в одну из секций гомогенизатора.

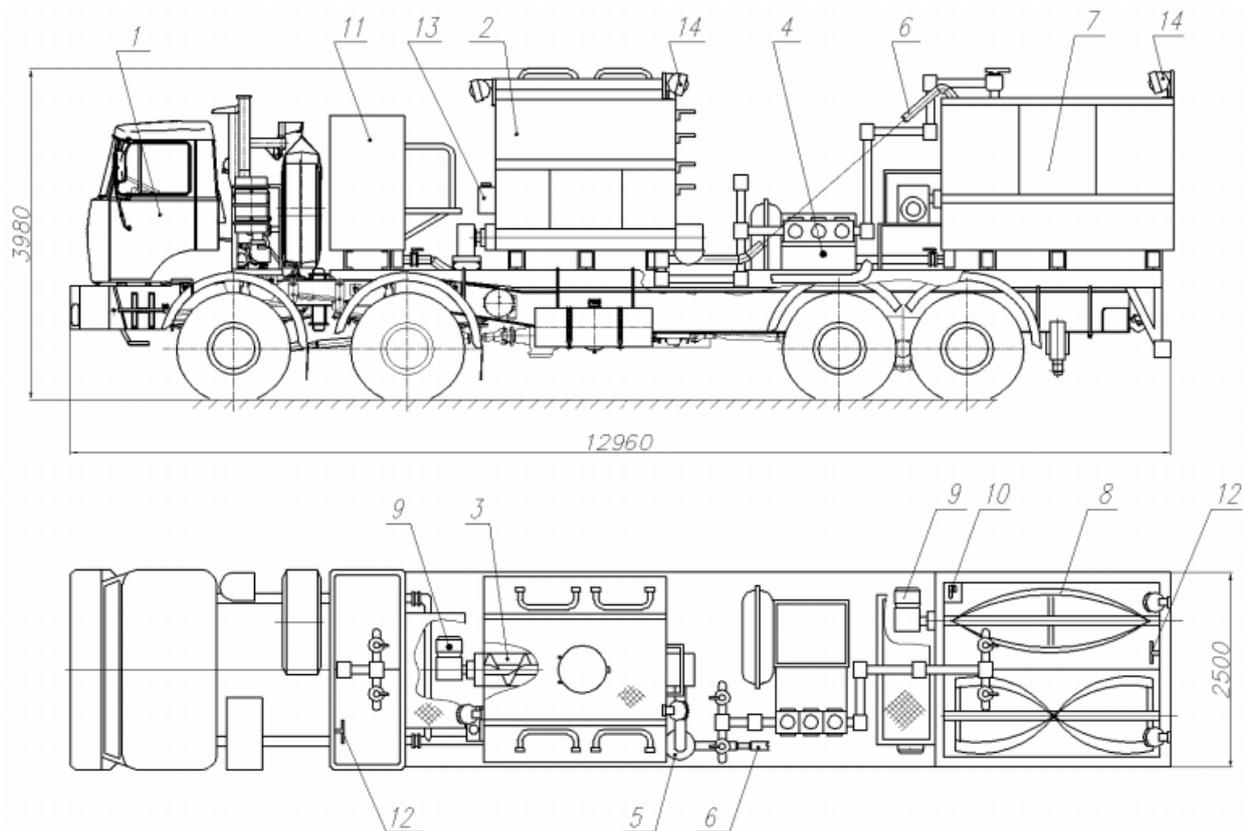


Рис. 2.15. Установка насосная цементировочная комплексная УНЦК-8-32:
 1 – шасси автомобиля; 2 – бункер; 3 – дозирующий шнек; 4 – насос; 5 – смеситель;
 6 – труба Вентури с выкидным трубопроводом; 7 – гомогенизатор;
 8 – мешалка винтовая ленточная; 9 – гидромотор с редуктором;
 10 – индикатор плотности; 11 – мерный бак; 12 – мерная линейка;
 13 – бак гидроприводной системы; 14 – фонарь освещения рабочих мест

Гомогенизатор состоит из резервуара с профилированным двойным днищем, образующим пространство, заполняемое паром при необходимости подогрева жидкости.

Резервуар разделен перегородкой, расположенной вдоль оси, образующей две изолированные друг от друга секции. В каждой секции расположена ленточная винтовая мешалка, приводимая в действие гидромотором через червячный редуктор. Мешалки действуют независимо. Для проведения цементировочной операции с применением небольшого (до 3 м^3) объема цементного раствора используют только одну секцию гомогенизатора.

Каждая секция снабжена мерной линейкой и поплавковым плотномером для замеров нарастающей плотности раствора при его наработке рециркуляцией и объема жидкости. Это дает возможность использования гомогенизатора в качестве мерного бака при нагнетании больших объемов продавочной жидкости.

Мерный бак установки используется не только по назначению, но и как емкость для запаса воды, перевозки жидких химреагентов и так далее.

Техническая характеристика основных блоков и модулей УНЦК-8-32:

Базовое шасси:

модель	МЗКТ-652712
колесная формула	8x8
грузоподъемность, т	29
мощность двигателя, кВт	294
масса перевозимого груза (допустимая), кг	29500
допустимая масса на I и II оси, кг	2x10000
допустимая масса на III и IV оси, кг	2x13000

Коробка перемены передач (КПП):

модель	МЗКТ-65151
тип	механическая
число передач:	
вперед	9
назад	1

Насос трехплунжерный:

тип	НТП 727
диаметр плунжеров, мм	110
длина хода плунжера, мм	160
передаточное число редуктора i	5,06
наибольшая подача (при 200 ходов в минуту), $\text{дм}^3/\text{с}$	19,3
наибольшее давление, МПа	32

Бункер:

емкость (по цементу), т	10
производительность дозирующего шнека по цементу, кг/мин	до 500

Смеситель гидронапорный:

диаметр отверстий сменных штуцеров, мм	11, 13, 14, 16
наибольшая подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	10 – 13
давление жидкости, подаваемой в смеситель, МПа	4,0 – 5,5

Гомогенизатор двухсекционный:	
общая вместимость, м ³	8
вместимость каждой секции, м ³	4
частота вращения вала мешалки, мин-1	22 – 24
цена деления мерной линейки, дм ³	100
диапазон измерения плотности поплавкового плотномера, г/см ³	0 – 2,0
Мерный бак:	
тип	двухсекционный
вместимость общая, м ³	3,2
Габаритные размеры установки, мм:	
длина	12960
ширина	2500
высота	3850
Масса установки, кг:	
общая	25000
загруженной цементом	35000

Порядок приготовления раствора

При наработке раствора объемом более 4 м³ его готовят последовательно в двух секциях гомогенизатора поочередно, направляя выкидной рукав смесителя в соответствующую секцию. В каждой из секций раствор набатывают в следующем порядке.

В секцию набирают воду в расчетном объеме и готовят жидкость затворения, применяя при необходимости химические реагенты, предусмотренные рецептурой раствора. Включают мешалки и после готовности жидкости затворения создают циркуляцию в системе «секция – насос – смеситель – секция». При выходе на заданный режим в смеситель начинают подавать цемент из бункера шнеком. При этом необходимо соблюдать соответствие режима циркуляции и подачи цемента шнеком, не допуская запрессовки им смесителя. Контроль над нарастающей плотностью раствора осуществляют с помощью показаний плотномера.

При подаче цемента в смеситель в бункере может произойти его зависание на наклонных стенках. В этих случаях под продольные планки во внутренней полости бункера подают воздух, который способствует пневморазжижению цемента и опусканию его в зону действия дозирующего шнека.

При достижении заданной плотности цементного раствора подачу цемента в смеситель прекращают, останавливая работу шнека. Циркуляцию раствора и работу мешалок продолжают с целью дополнительной обработки раствора. Кроме механико-гидравлической обработки раствора с целью его активации, однородности по всему объему, в случае необходимости, применяют его термическую активацию, подавая пар в пространство под днищем резервуара.

Для уверенности в высоком качестве приготовленного раствора отбирают его образцы с обеспечением последующего его твердения в определенных условиях и проведения испытаний на прочность, проницаемость камня и прочее. Приготовленный раствор откачивают в скважину и приступают к нагнетанию продавочной жидкости. Установка в отдельных случаях может применяться в качестве цементосмесительного агрегата при цементировании скважин с большими объемами цементных растворов.

При этом применяют прямоточный метод приготовления раствора с одновременным нагнетанием его в скважину. Жидкостью затворения постоянно пополняют мерный бак установки, из которого насосом ее подают в смеситель, а готовый раствор из него направляют в гомогенизатор для осреднения.

После достижения однородности по всему объему раствор из гомогенизатора откачивают в скважину цементировочным агрегатом, приемный рукав которого подключен к приемному коллектору насоса установки. В процессе приготовления раствора бункер установки постоянно пополняют цементом из цементовозов.

Установка УНЦК-8-32 предназначена для доставки цемента или прочего сухого изоляционного материала к месту применения, приготовления из него раствора в строгом соответствии с заданной рецептурой и нагнетания его в скважину в расчетном режиме.

Общий вид установки УНЦК-8-32 показан на рис. 2.16.

Установка способна готовить цементный раствор порциями до 8 м^3 , что достаточно для проведения большинства цементировочных операций при креплении боковых стволов, забуриваемых в скважинах старого фонда. При цементировании обсадных колонн с большими объемами тампонажного раствора установка может применяться для приготовления, гомогенизации и нагнетания в скважину тампонажного раствора, выполняя при этом совместно функции смесительно-осреднительной и насосной установок.



Рис. 2.16. Общий вид УНЦК-8-32

Гидровакуумный смеситель

Устройство смесительное гидровакуумного типа (рис. 2.17) работает по принципу струйного насоса и представляет собой камеру с диффузором, переходящим в сливную трубу. Сливная труба в рабочем положении одним концом крепится с помощью болтов-фиксаторов к смесительному устройству, а на другом конце имеет деаэратор. В транспортном положении сливную трубу крепят с правой стороны бункера.

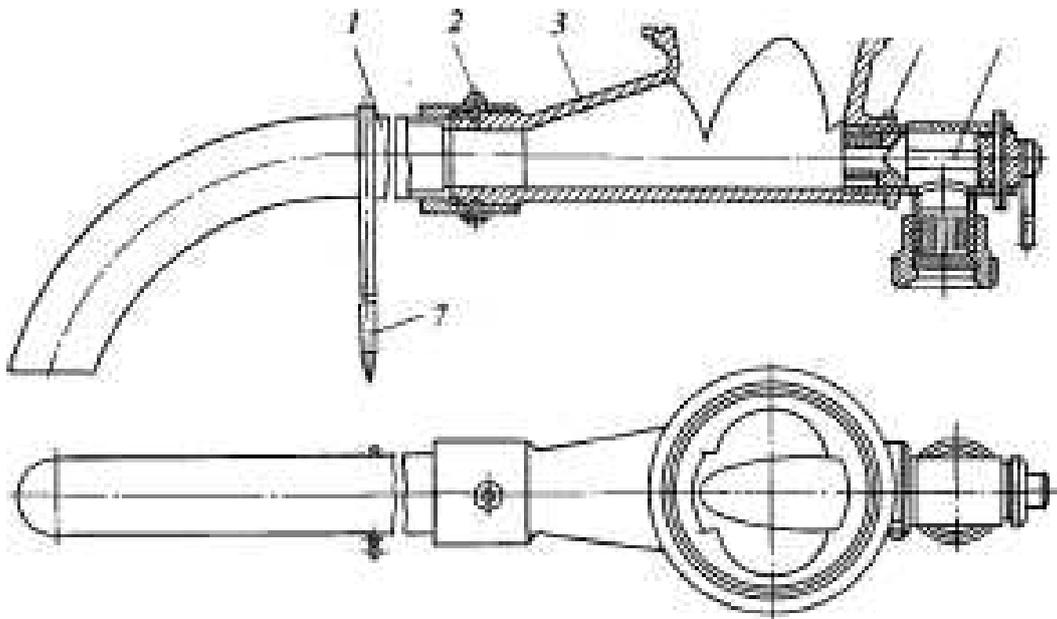


Рис. 2.17. Смесительное устройство: 1 – сборный ствол; 2 – зажимной болт; 3 – корпус смесителя; 4 – щелевидные поворотные насадки

Принцип работы смесительного устройства основан на следующем: струя жидкости затворения, выходя из щелевидного насадка, создает разрежение в камере устройства, при этом тампонажный материал из приемной камеры попадает в сливную трубу, в которой за счет турбулентности потока происходит перемешивание материалов. Далее готовый раствор поступает в приемный бачок насосной установки.

Внутри гильзы устанавливают сменные щелевидные насадки с проходным сечением, эквивалентным диаметрам 10, 12, 18 и 22 мм. Размер проходного сечения насадки подбирается в зависимости от необходимой плотности приготавливаемого тампонажного раствора.

Отличительная особенность смесительного устройства – возможность регулирования плотности раствора без замены насадки путем поворота пробки крана гидросмесителя ГРПП на требуемый угол.

Гомогенизатор по конструкции аналогичен смесительно-осреднительной установке 1УСО-20.

Установка смесительно-осреднительная 1УСО-20

Установка смесительно-осреднительная предназначена для приготовления гомогенных тампонажных растворов (в том числе аэрированных), жидкостей затворения, буферных систем и других растворов, применяемых при цементировании, бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин (рис. 2.18).

Установка оснащена гидровакуумными смесителями двух типов, что позволяет приготавливать качественные гомогенные тампонажные растворы отдельными порциями и прямоточным методом.

Установка обеспечивает:

- повышение оперативности управления процессом цементирования;
- стабильность плотности приготавливаемых растворов;
- исключение потери цемента и цементного раствора;
- повышение качества цементирования скважин и долговечность их эксплуатации.

Техническая характеристика установки 1УСО-20:

Вместимость резервуара установки, м ³	15 – 20
Производительность приготовления раствора:	
гидронапорным смесителем (плотностью до 1850 кг/м ³), дм ³ /с, не более	25
гидропневматическим смесителем (плотностью до 1750 кг/м ³), дм ³ /с, не более	20

Давление нагнетания жидкости затворения:	
в гидронапорном смесителе, МПа	до 10
в гидропневматическом смесителе, МПа	до 8
Плотность приготавливаемого цементного раствора:	
гидронапорным смесителем, кг/м ³	до 1960
гидропневматическим смесителем, кг/м ³	до 1780
Наибольшая плотность приготавливаемого раствора (порционным способом), кг/м ³	2500
Наибольшие отклонения плотности приготавливаемого цементного раствора от заданной, кг/м ³ , не более	±10
Мешалка:	
принцип действия	механический
тип	двухвальная ленточно-винтовая с четырьмя попарно противоположно направленными лопастями
частота вращения мешалок, с ⁻¹ (мин ⁻¹)	0,32 – 0,64 (20 – 40)
привод мешалок	от ходового двигателя через коробку отбора мощности и цепные передачи



Рис.2.18. Установка смесительно-осреднительная 1УСО-20

Отличительные особенности осреднительной установки:

- использование двух ленточных мешалок, при вращении создающих встречные потоки, что сводит до минимума застойные зоны перемешиваний;
- оригинальная конструкция самоцентрирующихся и самосмазывающихся подшипниковых опор перемешивающего устройства;

– применение установки в схеме приготовления растворов практически исключает потери тампонажного материала за счет исключения выброса раствора в отвал в момент выхода цементно-смесительной установки на заданный режим плотности раствора.

Конструкция установки 1УСО-20

В установке используется отечественный центробежный насос ГШН-150/30, с открытым рабочим колесом, который установлен на передней площадке. Для начала работы насоса необходим минимальный объем раствора $1,5 \text{ м}^3$, при этом во время выгрузки раствора происходит почти полное опорожнение емкости. Для слива остатков раствора в задней части имеется люк для промывки 1 (рис. 2.19).

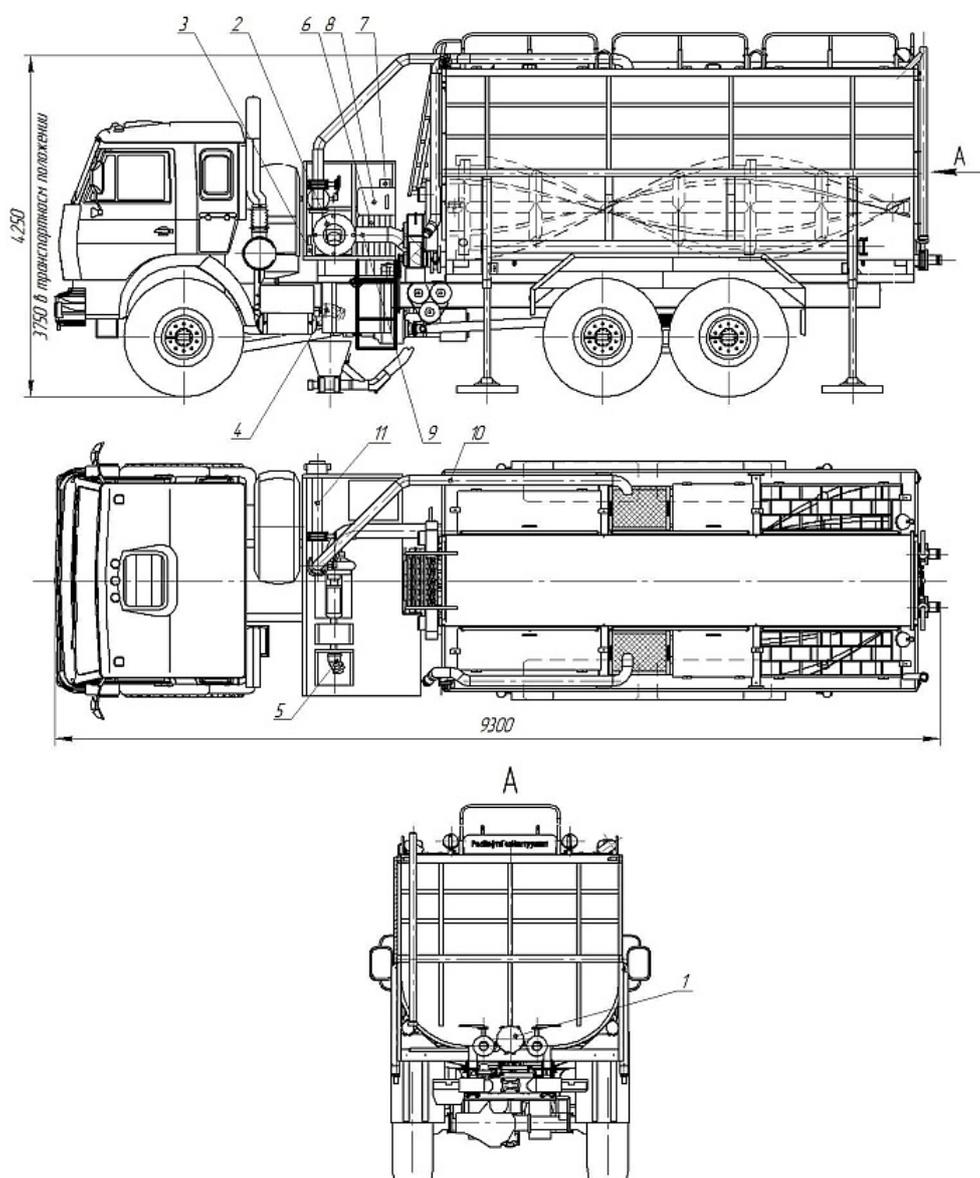


Рис. 2.19. Конструкция установки смесительно-осреднительной 1УСО-20

Для обеспечения работы центробежного насоса 2 служит гидропривод который состоит из предохранительного клапана 3, гидронасоса 4, гидромотора 5, теплообменника 6, фильтра сливного 7, гидробака 8. Привод насоса 4 осуществляется от коробки отбора мощности, установленной на боковом люке коробки передач. Используется нерегулируемый гидравлический привод, частота вращения гидронасоса равна частоте вращения гидромотора и не зависит от передачи в КПП. Регулирование подачи достигается изменением числа оборотов холостого хода. Привод мешалок и центробежного насоса независимый, включение производится при помощи двух кнопок в кабине автомобиля.

Трубопроводная обвязка центробежного насоса состоит из всасывающего трубопровода 9, выгрузочного патрубка 11 и рециркуляционного трубопровода 10.

Расположение шиберных затворов позволяет оперативно и удобно управлять потоками раствора. Для слива остатков раствора и при промывке в нижней части корпуса центробежных насосов имеется сливная пробка.

Возможно изготовление установок в санном и вертолетном варианте с автономным дизельным приводом и с приводом от электродвигателя [Фильм 15].

2.2. Насосные агрегаты

Классификация насосных агрегатов

Насосные агрегаты классифицируют [46, 47, 48]:

1. По виду выполняемых работ:
 - а) работы, выполняемые при ремонте скважин;
 - б) работы, выполняемые при строительстве скважин.
2. По целевому назначению:
 - а) промывочные;
 - б) цементируемые;
 - в) агрегаты для гидравлического разрыва пласта и гидропескоструйной перфорации скважин.
3. По роду перекачиваемой жидкости:
 - а) промывочные для нагнетания неингибированных растворов с температурой до 80 °С;
 - б) промывочные для нагнетания горячих неингибированных растворов с температурой выше 80 °С;

в) промывочные для нагнетания горячей нефти с температурой до 150 °С;

г) промывочные для нагнетания агрессивных жидкостей.

4. По давлению нагнетания:

а) низкого давления (от 16 до 20 МПа);

б) среднего давления (от 32 до 50 МПа);

в) высокого давления (более 70 МПа).

5. По типу транспортной базы:

а) самоходные;

б) прицепные.

6. По типу привода:

а) агрегаты с автономным приводом;

б) агрегаты с приводом от базовой машины.

Структурная схема обозначения насосной установки выглядит следующим образом:

УН 1 2 3 4 5 6 , где

У – установка;

Н – насосная;

1 – вид технологической емкости (Б – мерный бак, Ц – цистерна);

2 – число насосов (если насос один, то цифра не указывается);

3 – транспортная база (если автомобиль, то буква не указывается, Т – трактор, В – машина высокой проходимости, Р – рама, П – прицеп);

4 – полезная мощность, кВт;

5 – наибольшее давление нагнетания, МПа;

6 – модификация.

Пример обозначения насосной установки:

УНБ-160х32 – насосная установка с мерным баком, на базе автомобиля с одним насосом, полезная мощность 160 кВт, наибольшее давление нагнетания 32 МПа.

Кислотный агрегат

Кислотная обработка (КО) представляет собой один из методов повышения проницаемости призабойной зоны скважины за счёт растворения частиц породы пласта и инородных твёрдых включений, неизбежно находящихся в породе.

При нагнетании соляной кислоты в известковый пласт начинает идти химическая реакция. Скорость реакции при кислотной обработке скважины прямо пропорциональна концентрации кислоты и тем-

пературе и обратно пропорциональна давлению закачиваемого раствора кислоты. Поскольку для откачки высоковязких растворов использованной кислоты из пор в пласте требуется приличное давление, то концентрации больше 15 % обычно редко применяются для процесса кислотной обработки скважин.

Технологию кислотной обработки скважин используют для увеличения проницаемости карбонатных и песчаных коллекторов в нефте- и газодобывающих скважинах, а также нагнетательных скважинах по окончании процесса бурения.

При обработке карбонатных коллекторов в основном применяют следующие растворы:

- солянокислотные растворы (СКР);
- глинокислотные растворы (ГКР) в случае песчаных коллекторов после обработки СКР.

Эти виды обработки имеют название – солянокислотные (СКО) и глинокислотные (ГКО).

Химически активной составляющей этих кислотных растворов (КР) является соляная кислота (хлороводородная) (10 – 30 % HCl), а также раствор соляной (10 – 15 % HCl) и плавиковой (фтороводородной) (1 – 5 % HF) кислот.

Для осуществления процесса кислотной обработки (КО) в скважину опускают насосно-компрессорные трубы НКТ диаметром 62 – 73 мм в основном к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого участка.

Устье скважины монтируют арматурой для обвязки труб с колонной и обратным клапаном на входе в горловину НКТ.

Нагнетательные трубопроводы в обязательном порядке должны опрессовываться давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее давление нагнетания раствора кислоты в устье скважины.

Установка насосная УН-2250

Установка насосная УН-2250 (рис. 2.20) предназначена для закачки в скважину рабочей жидкости или смесей жидкостей с сыпучими компонентами под давлением и с производительностью, обеспечивающими процесс гидроразрыва пласта, а также для осуществления гидравлического, гидropескоструйного или химического воздействия на призабойную зону скважины на нефтяных и газовых месторождениях.

УН-2250 обеспечивает следующие функции:

- автоматизированную работу в режиме ГРП;
- автоматическое переключение передач в трансмиссии без разрыва потока мощности и управление режимами работы газотурбинных двигателей (ГТД);
- плавный диапазон регулирования величины опрессовочного давления манифольдов и насосно-компрессорных труб, создаваемого УН в диапазоне от 0 до 85 МПа;
- плавный диапазон регулирования производительности насоса в диапазоне от 0 до 2,5 м³/мин;
- автоматическое поддержание постоянной величины производительности (вне зависимости от изменения давления, создаваемого скважиной);
- автоматический встроенный контроль состояния узлов и систем УН;
- прекращение подачи рабочей жидкости в скважину при срабатывании защиты от превышения максимально допустимого давления на скважине.



Рис. 2.20. Общий вид УН-2250

Техническая характеристика УН-2250:

Монтажная база	МАЗ-6303А5
Полная масса, кг	29600
Масса технологического оборудования, кг	19500
Силовая установка	два газотурбинных двигателя
Плунжерный насос	НТП-2250

Основное оборудование УН-2250

В основное оборудование насосной установки УН-2250 входит: насос, манифольд, трансмиссия привода насоса, мерный бак и контрольно-измерительные приборы.

Насос трехплунжерный НТП-2250 (рис. 2.21) горизонтальный, одностороннего действия (базовая модификация). Он состоит из гидравлической и приводной частей, а также систем их принудительной смазки [44].

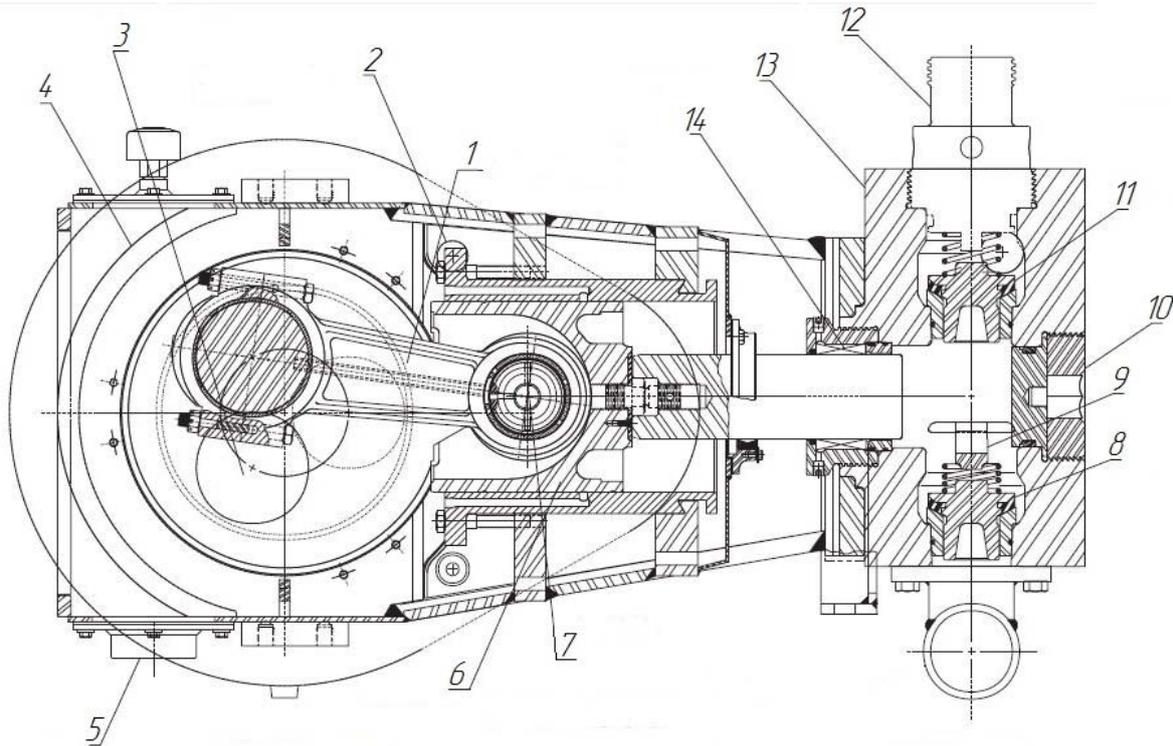


Рис. 2.21. Насос трехплунжерный НТП-2250:

- 1 – шатун; 2 – система смазки; 3 – коленчатый вал; 4 – каркас;
 5 – сливное отверстие; 6 – крейцкопфная группа; 7 – цапфа;
 8 – запорная арматура; 9 – обратный клапан; 10 – крышка; 11 – запорная арматура;
 12 – крышка; 13 – гидроблок; 14 – пакет уплотнительный

Гидравлическая часть насоса крепится к приводной посредством восьми стяжных шпилек и включает:

- клапанную коробку (гидроблок), в гнездах которой установлены взаимозаменяемые всасывающие и нагнетательные клапанные узлы с пружинами сжатия;
- нажимные втулки с центральным шестигранным отверстием для крепления цилиндрических и клапанных крышек с манжетными уплотнителями;

- сборные плунжеры и штоки;
- универсальные уплотнительные пакеты плунжеров и нажимные винты.

Техническая характеристика насоса НТП-2250:

Наибольшая мощность, кВт	1655
Число плунжеров	3
Максимальная производительность, м ³ /мин	2,5
Диаметр плунжера, мм	127
Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	85

Установка насосная УНБ2-1000х75

Установка УНБ2-1000х75 (рис. 2.22) 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 [54].

Система полного гидравлического привода основных систем, центробежные насосы, система управления смесительной головкой, а также перемешиватели тампонажного раствора работают от гидромоторов. При этом дополнительным достоинством стало удачное решение сделать привод гидросистемы от коробки отбора мощности двигателя шасси, без использования палубных силовых установок. В результате – изменение нагрузки на устройствах, подключенных к гидросистеме, не вызывает падения мощности, передаваемой от палубных силовых установок к насосам высокого давления.



Рис. 2.22. Общий вид УНБ2-1000х75

Техническая характеристика УНБ2-1000х75:

Монтажная база	Mercedes Benz Actros 4141 АК
Полная масса, кг	38300
Коробка отбора мощности	МВ 131-2
Силовая установка	OM501LA, V6 (Евро-5)
Плунжерный насос	HD-500
Ширина установки, мм	2550
Высота установки в походном состоянии, мм	4000
Объемы баков, м ³ :	
смесительного	1,1
осреднительного	1,5
мерного	4 (2x2)

Основное оборудование УНБ2-1000х75

Основное оборудование УНБ2-1000х75 состоит из двух установленных трехплунжерных насосов высокого давления, водоподающего насоса, подпорного насоса, рециркуляционного насоса, манифольда, смесительного, осреднительного и мерного баков и контрольно-измерительных приборов.



Рис. 2.23. Насос трехплунжерный HD-500

Насос трехплунжерный высокого давления HD-500 (рис. 2.23) американской фирмы Ахон, являющийся полным аналогом широко известных нефтяникам всего мира и пользующихся у них заслуженно хорошей репутацией насосов фирмы Halliburton.

Насос при значительной гидравлической мощности обладает сравнительно небольшими габаритами и массой, надежен в работе и прост в обслуживании, изменение технических характеристик в широком диапазоне достигается использованием сменных плунжеров диаметром 3; 3/8; 4; 4 1/2; 5; 6 дюймов. Эти насосы имеют в качестве встроенного редуктора червячную зубчатую пару и, как следствие, привод, расположенный в задней части, позволяющий установить их продольно на автомобильном шасси, что дает установке неоспоримые динамические преимущества.

Техническая характеристика насоса HD-500:

Максимальное давление трехплунжерного насоса, МПа	75
Максимальная суммарная производительность двух трехплунжерных насосов, м ³ /мин	3,2
Водоподающий насос:	
наибольшая подача, дм ³ /с	30
наибольшее давление, МПа	1,2
Подпорный насос:	
наибольшая подача, дм ³ /с	40
наибольшее давление, МПа	0,15
Рециркуляционный насос:	
наибольшая подача, дм ³ /с	50
наибольшее давление, МПа	0,35

Установка насосная УН-450х700

Установка насосная для гидроразрыва пластов УН-450х700 (рис. 2.24) является специальным транспортным средством, смонтированным на шасси КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053) или «Урал-4320» и предназначенным для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пластов, гидропескоструйной перфорации и других промывно-продавочных работ, проводимых в нефтяных и газовых скважинах [50].

Техническая характеристика УН-450х700:

Монтажная база	КрАЗ-65101
Полная масса, кг	20500
Силовая установка	ПД-450
Плунжерный насос	ЗНП-70
Ширина установки, мм	2550
Габаритные размеры, мм	10050х2500х3850



Рис. 2.24. Общий вид УН-450x700

Основное оборудование УН-450x700

Основным оборудованием насосного агрегата марки УН-450x700 являются плунжерный насос, мерный бак и манифольд.

Насос трехплунжерный ЗПП-70 (рис. 2.25) предназначен для нагнетания различных технологических сред при проведении гидравлического разрыва пластов, пескоструйной перфорации, обработки призабойных зон, скважин и других промывочно-продавочных работ, проводимых в нефтяных, газовых, нагнетательных и артезианских скважинах, для нагнетания неагрессивных жидкостей. Конструкция узла с укороченным плунжером позволяет без дополнительной доработки менять их на обычные. Насос оснащён принудительной системой смазки приводной части и плунжеров.

Техническая характеристика насоса ЗПП-70:

Мощность полезная, кВт	452
Ход плунжера, мм	200
Число двойных ходов плунжера, мин ⁻¹ :	
максимальное	192
минимальное	80
Передаточное число приводной части насоса	4,86
Давление на входе, МПа	0,5
Наибольшее давление нагнетания, МПа	70
Наибольшая подача, м ³ /мин	1,3

Габаритные размеры, мм
Масса, кг

2440x1134x1100
4700

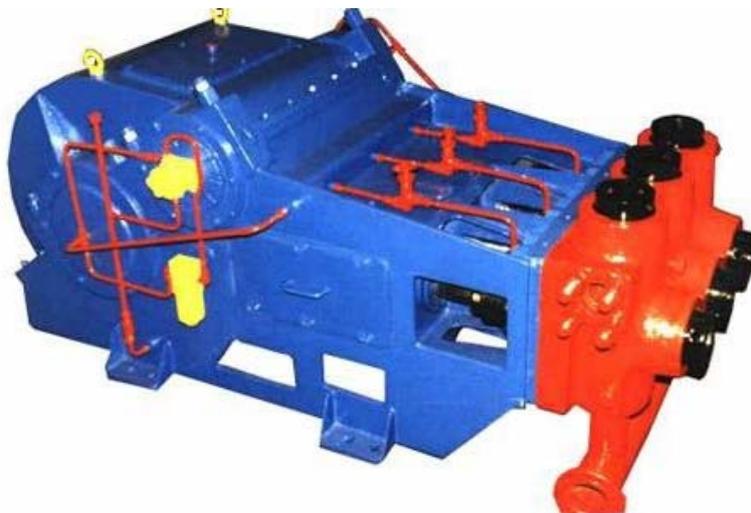


Рис. 2.25. Насос трехплунжерный ЗНП-70

Установка насосная кислотная УНК 160x50

Установка насосная кислотная УНК 160x50 (рис. 2.26) предназначена для транспортирования и нагнетания смеси кислот, применяемых для солянокислотных обработок призабойной зоны скважин; временного хранения транспортируемых и нагнетаемых растворов кислот [11].



Рис. 2.26. Общий вид УНК 160x50

Техническая характеристика УНК 160х50:

Монтажная база	КамАЗ 53228-0001990-02
Насос трехплунжерный	ЗПН-32
Привод насоса	от тягового двигателя через раздаточную коробку
Вместимость цистерны, м ³	6,87
Нагнетаемые жидкости	транспортируемые установкой растворы кислот
Условный проход трубопровода манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Условный проход вспомогательного трубопровода, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Транспортные данные:	
наибольшая скорость передвижения, км/ч	70
дорожный просвет, мм	275
габаритные размеры, мм:	
длина	9300
ширина	2500
высота	3600
масса установки, кг:	
полная	22127
снаряженная	13300

Основное оборудование УНК-160х50

Основное оборудование УНК-160х50 показано на рис. 2.27 [11]. Трансмиссия состоит из карданного вала и редуктора. Карданный вал соединяет вал коробки отбора мощности шасси с валом редуктора. Редуктор цилиндрический с передаточным числом 2,8. Вал редуктора соединен с валом насоса посредством шлицевого соединения.

Цистерна предназначена для транспортирования смеси кислот и подачи ее к насосу высокого давления и представляет собой стеклопластиковую емкость. Внутренняя поверхность цистерны имеет защитное противокислотное покрытие. Цистерна снабжена технологическим и инспекционным люками и патрубком для забора продукта. На крышке люка цистерны крепится датчик указателя уровня. Показания уровня кислоты измеряются в кабине водителя миллиамперметром. Сверху на цистерне около люка имеется площадка, на которой смонтированы перила и лестница.

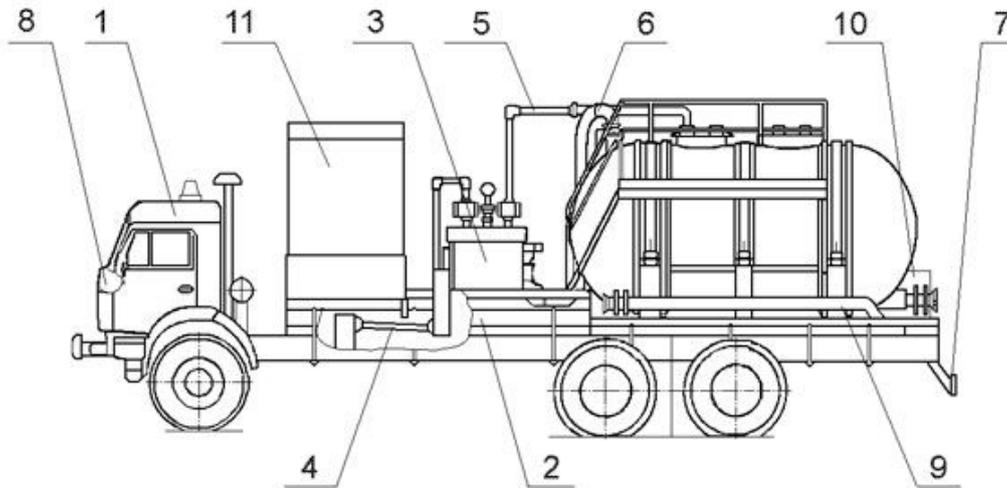


Рис. 2.27. Основное оборудование УНК 160х50:

- 1 – шасси КамАЗ-53228; 2 – платформа монтажная; 3 – насос; 4 – трансмиссия;
 5 – трубопровод напорный; 6 – трубопровод всасывающий;
 7 – заднее защитное устройство; 10 – трубы магистральные; 11 – кузов

Манифольд состоит из приемного и нагнетательного трубопроводов. Приемный трубопровод служит для забора жидкости с помощью рукава запасного и состоит из резиновых рукавов условным диаметром 100 мм и запорного устройства. Нагнетательный трубопровод насоса подразделяется на напорный и контрольный. Напорный трубопровод служит для нагнетания рабочей жидкости в скважину, укомплектован датчиком давления и предохранительным клапаном со срезным штифтом на давление 50 МПа. Комплектуется пробковым краном высокого давления.

Датчик высокого давления расположен на мембранном разделителе, установленном на гидроблоке насоса, и служит для определения давления в напорной магистрали. Показания датчика выведены на приборную панель кабины водителя.

Контрольная линия служит для проверки работы насоса на «циркуляцию» перед нагнетанием рабочей жидкости в скважину, а также для сброса рабочей жидкости из насоса и нагнетательного трубопровода в цистерну при вынужденной остановке насоса. Эта линия оснащена пробковым краном. Как приемный, так и нагнетательный трубопровод имеют элементы быстросборных соединений. Для соединения нагнетательного трубопровода с устьем скважины установка укомплектована вспомогательным трубопроводом, который включает в себя трубы диаметром 60 мм: длиной 3,2 м – 6 штук, длиной 2,2 м – 1 штука и 4 шарнирных колена.

Манифольд установки позволяет:

- принимать рабочую жидкость из цистерны и закачивать ее в скважину;
- принимать жидкость из любой емкости, расположенной вне установки;
- заполнять цистерну водой из промышленной сети;
- перекачивать жидкость из цистерны в любую другую емкость.

Контрольно-измерительные приборы включают прибор показания давления в напорной линии и электронный указатель уровня.

Все оборудование насосной установки смонтировано на монтажной раме, которая крепится через деревянные брусья на лонжеронах шасси автомобиля. Монтажная рама имеет откидную лестницу для подъема на установку и поворотную площадку для обслуживания гидроблока насоса.

Насос трехплунжерный ЗНП-32 (рис. 2.28), горизонтальный, одностороннего действия, устанавливается на монтажной раме за кабиной автомобиля и состоит из гидравлической и приводной частей. Насос ЗНП-32 (аналог 5НК-500) предназначен для комплектации передвижных насосных агрегатов нагнетания различных жидких сред, в том числе смеси ингибированных кислот, при солянокислотных обработках забойной зоны нефтяных, газовых и прочих скважин в процессе их бурения или ремонта. В клапанной коробке применяется ковкая высоколегированная сталь с термообработкой, плунжеры борированные, всасывающий коллектор изготовлен из нержавеющей кислотостойкой стали.

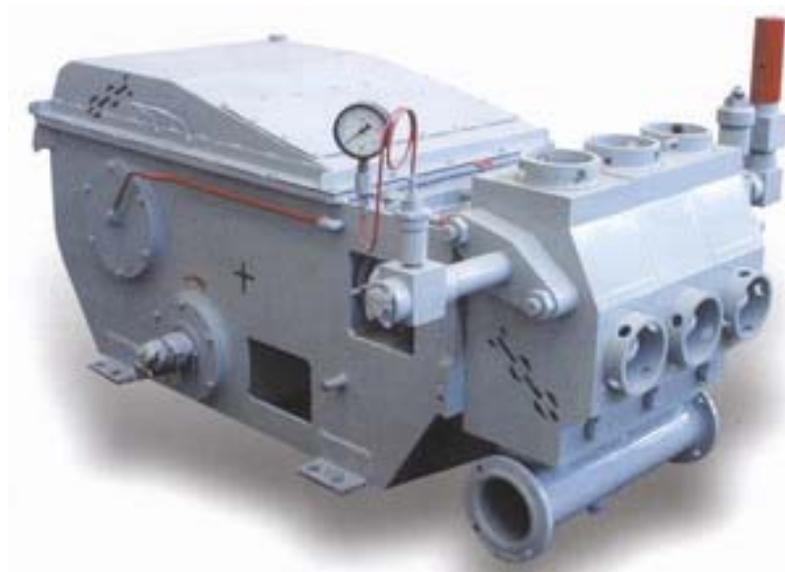


Рис. 2.28. Насос трехплунжерный ЗНП-32

Техническая характеристика насоса ЗНП-32:	
Мощность полезная, кВт	118
Ход плунжера, мм	125
Число двойных ходов плунжера, мин ⁻¹ :	
максимальное	167
минимальное	41
Передаточное число приводной части насоса	4,5
Давление на входе, МПа	0,5
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32
Масса (с встроенным редуктором), кг	2700
Габаритные размеры, мм	1970x1065x915

Установка кислотной обработки скважин СИН-32

Установка кислотной обработки скважин СИН-32 (рис. 2.29) предназначена для первичного, периодического и аварийного обслуживания призабойных скважинных участков от разного рода отложений, образующихся в процессе эксплуатации, освоения скважин: коррозионных продуктов, парафинистых, солевых, смолистых [23].



Рис. 2.29. Общий вид СИН-32

Подача рабочей жидкой смеси реализуется посредством мощного насоса и манифольда. Причем возможно осуществление производственных операций в различных режимах:

- прием раствора из цистерны с последующей закачкой его в прочищаемую скважину;
- перекачка раствора (либо технической воды) в любой бак;

- прием жидкости из любого резервуара;
- прием технической воды при подключении всасывающего трубопровода.

Преимущества данной установки:

- оптимальное расположение агрегатов управления, сниженный вес элементов манифольда облегчает работу обслуживающего персонала и повышает эксплуатационные качества установки;
- показания приборов, в том числе уровня жидкости в емкости, дублируются на приборной панели;
- управление и контроль работы установки осуществляются из кабины водителя;
- внутреннее химостойкое покрытие емкости увеличивает прочность и обеспечивает долговременную защиту от воздействия кислот, а также позволяет проводить промывку горячей водой или паром;
- емкость работает в диапазоне температур от – 40 до + 60 °С;
- срок службы покрытия емкости составляет не менее 7 лет;
- возможность установки электронного расходомера и регистратора выходных параметров, а также систем обогрева и продувки гидравлической части плунжерного насоса;
- возможность комплектации насоса плунжерами диаметром 100 и 125 мм.

Техническая характеристика СИН-32:

Монтажная база	КамАЗ-43118
Насос трехплунжерный	СИН-32
Габаритные размеры, мм	9170х2500х3350
Вместимость цистерны, м ³	7
Полная масса, кг	20800
Снаряженная масса, кг	13400
Транспортируемые жидкости	растворы кислот
КПД установки, не менее	0,8

Основное оборудование СИН-32

Основным оборудованием насосного агрегата СИН-32 являются трёхплунжерный насос, цистерна, манифольд [13, 23].

Насос трехплунжерный СИН-32 (рис. 2.30) – горизонтальный трехплунжерный насос, предназначенный для перекачивания различных жидкостей под высоким давлением. Используется в установках кислотной обработки скважин, гидропескоструйной перфорации, цементирования скважин.

Преимущества насоса СИН-32:

- высокая надежность (подтвержденный ресурс работы 10 лет);
- КПД насоса с редуктором 0,85 (у насоса 9Т – 0,5);
- удобство в эксплуатации и простота в обслуживании (время полного обслуживания с заменой всех сменных деталей 60 минут);
- надежная защита механической части насоса от попадания перекачиваемой жидкости через уплотнение корпуса за счет использования герметичного чехла;
- повышенная износостойкость плунжеров (ресурс работы плунжеров в 2 раза выше, чем у поршней насоса 9Т);
- отсутствие встроенного редуктора с шевронной передачей за счет навесного планетарного редуктора;
- стабильность технических характеристик за все время эксплуатации (стабильность характеристик по расходу и давлению, независимо от наработки насоса).

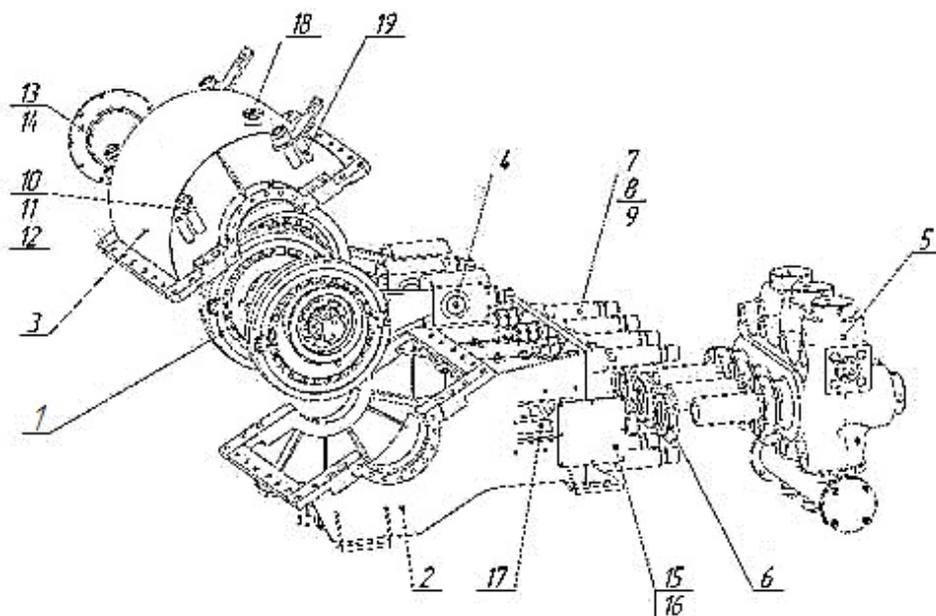


Рис. 2.30. Насос трехплунжерный СИН-32:

- 1 – вал коренной; 2 – корпус; 3 – крышка; 4 – узел крейцкопфа; 5 – гидроузел;
 6 – уплотнение корпуса; 7 – шпилька; 8 – гайка; 9 – шайба; 10 – шпилька; 11 – гайка М36х3-6Н.40Х.019; 12 – гайка М36х3-6Н.40Х.019; 13 – крышка; 14 – прокладка;
 15 – крышка; 16 – прокладка; 17 – накладка; 18 – крышка; 19 – штифт

Техническая характеристика насоса СИН-32:

Максимальная полезная гидравлическая мощность (не менее), кВт	130
Диаметр плунжеров, мм	100, 125

Давление максимальное, МПа:	
при диаметре плунжеров 100 мм	50
при диаметре плунжеров 125 мм	32
Наибольшая идеальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$ (при частоте вращения вала насоса 320 мин^{-1}):	
при диаметре плунжеров 100 мм	16,3
при диаметре плунжеров 125 мм	25,5
Габариты, мм	1800x1000x800
Масса, кг	1900

Цистерна используется при транспортировке кислотно-солевых жидкостей и их подаче к насосу ВД. Вместимость цистерн установок кислотной обработки скважин находится в пределах 7 тыс. л. Наиболее часто изготавливается из стеклопластика, стойкого к химическим воздействиям и оснащенного дополнительным покрытием с внутренней стороны бака. Сверху имеется два люка – ревизионный и рабочий. На цистерне в большинстве моделей смонтирована площадка с ограждением и лестницей.

Манифольд – это элемент, который состоит из двух кислотостойких трубопроводов – нагнетательного и всасывающего [Фильм 11].

2.3. Смесительные агрегаты

Установка пескосмесительная УСП-50

Одной из первых машин, используемых при гидроразрыве пласта, была установка УСП-50 (рис. 2.31), предназначенная для приготовления пескожидкостных смесей [19, 27, 46, 47, 48, 57, 60].

Техническая характеристика установки УСП-50:

Шасси	КрАЗ-257Б1А
Грузоподъемность, т	12
Максимальная скорость, км/ч	50
Тяговый двигатель	ЯМЗ-238
Номинальная мощность, кВт	176,5
Вместимость бункера, м^3	1
Подача винтового конвейера, т/ч	50
Масляный насос	25Г12-23
Наибольшее давление, МПа	6,3
Вместимость масляного бака, м^3	0,2
Песковой насос	5ПС-10
Напор, м	22

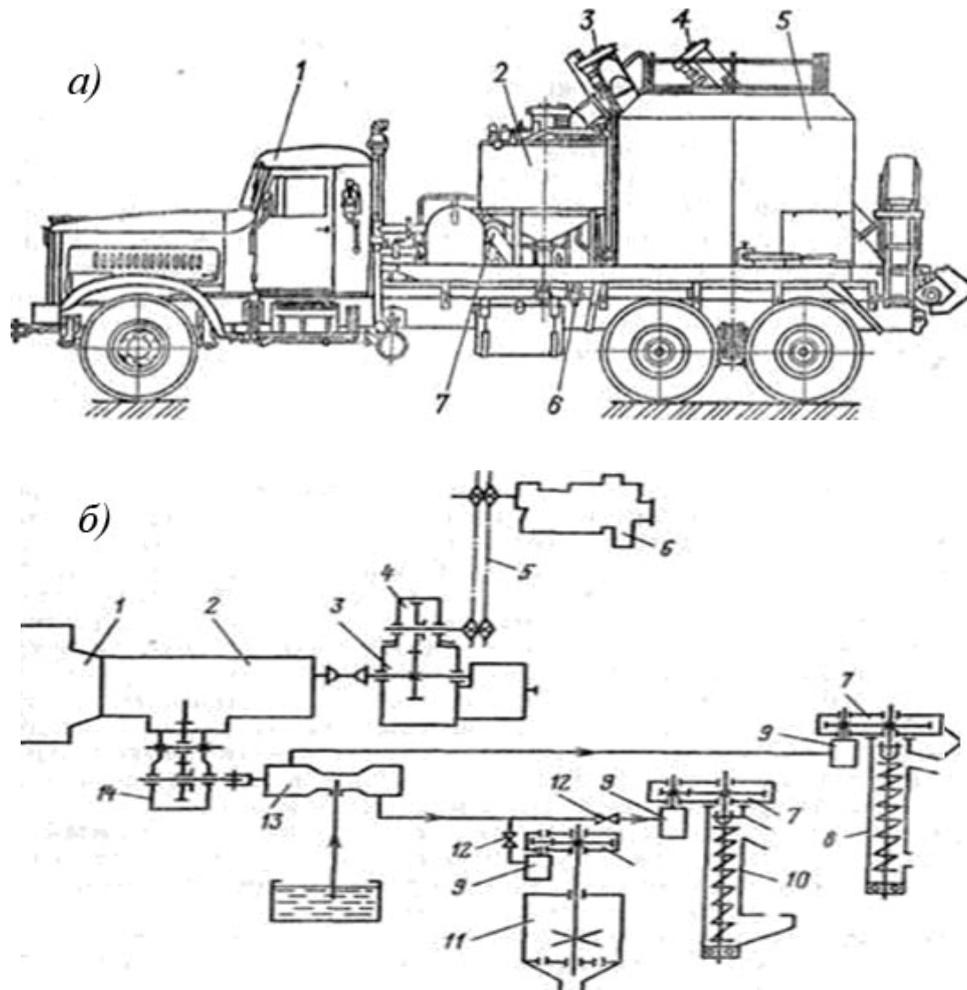


Рис. 2.31. Пескосмесительная установка УСП-50 (а) и ее кинематическая схема (б):

- а: 1 – шасси КраЗ-257Б1; 2 – смеситель с лопастной мешалкой;
 3 – рабочий винтовой конвейер; 4 – загрузочный винтовой конвейер; 5 – бункер;
 6 – манифольд; 7 – песковой насос;
- б: 1 – двигатель ЯМЗ-238; 2 – коробка передач автомобиля; 3 – раздаточная коробка;
 4 – коробка отбора мощности привода пескового насоса; 5 – цепной редуктор;
 6 – песковой насос 5ПС-10; 7 – редуктор; 8 – рабочий шнек; 9 – гидромотор Г15-23;
 10 – загрузочный шнек; 11 – мешалка; 12 – вентиль; 13 – масляный насос 25П2-23;
 14 – коробка отбора мощности привода масляного насоса

Агрегат-смеситель АС-40

Агрегат-смеситель АС-40 (рис. 2.32) предназначен для приготовления жидкости гидроразрыва пласта (ЖГР) с накоплением её в специальных ёмкостях, а также для приготовления жидкостно-песчаной смеси (ЖПС) [4, 65].

Агрегат приводится в действие от двигателя автомобиля через коробки отбора мощностей. Агрегат эксплуатируется при давлениях в технологической линии до 0,4 МПа, в гидросистеме – до 32 МПа. На

месте применения АС-40 устанавливается на спланированную уплотнённую площадку и фиксируется противооткатными упорами. При этом обеспечивается удобный подъезд автоцистерн с водой и нефтью к соответствующим коллекторам и песковозов к приемному бункеру шнека.



Рис. 2.32. Общий вид АС-40 в транспортном состоянии

Основными узлами агрегата-смесителя АС-40 являются:

- оборудование технологической линии для приготовления ЖГР и ЖПС, элементы линии соединены трубопроводами с запорными органами и КИПиА;

- оборудование гидросистемы агрегата, элементы которой соединены всасывающими и нагнетательными маслопроводами с соответствующей аппаратурой;

- система контроля и управления, включающая датчики, кабину оператора, приборы жизнеобеспечения кабины оператора, а также имеются вспомогательные устройства: охлаждения гидросистемы, искрогашения выхлопных газов, подъёма бункера, наддува и обогрева кабины оператора.

Техническая характеристика установки АС-40:

Производительность по ЖПС, $\text{дм}^3/\text{с}$	до 40
Кол-во компонентов ЖГР жидких (порошкообразных)	3(2)
Содержание песка в смеси от объема, %	25 – 50
Емкость смесителя, м^3	0,6 – 1,0
Класс взрывоопасности	В-1г
Средняя наработка на отказ, ч	300

Производительность системы дозирования жидких (порошкообразных) хим.реагентов, $\text{дм}^3/\text{мин}$	12 (12,5)
Габаритные размеры, мм	12000x2500x4000
Снаряженная масса, не более, кг	14495
Полная масса, не более, кг	20900
Базовое шасси, модель	КамАЗ-43118
Мощность, кВт, при 2200 мин^{-1}	191

Основные узлы установки АС-40 показаны на рис. 2.33.

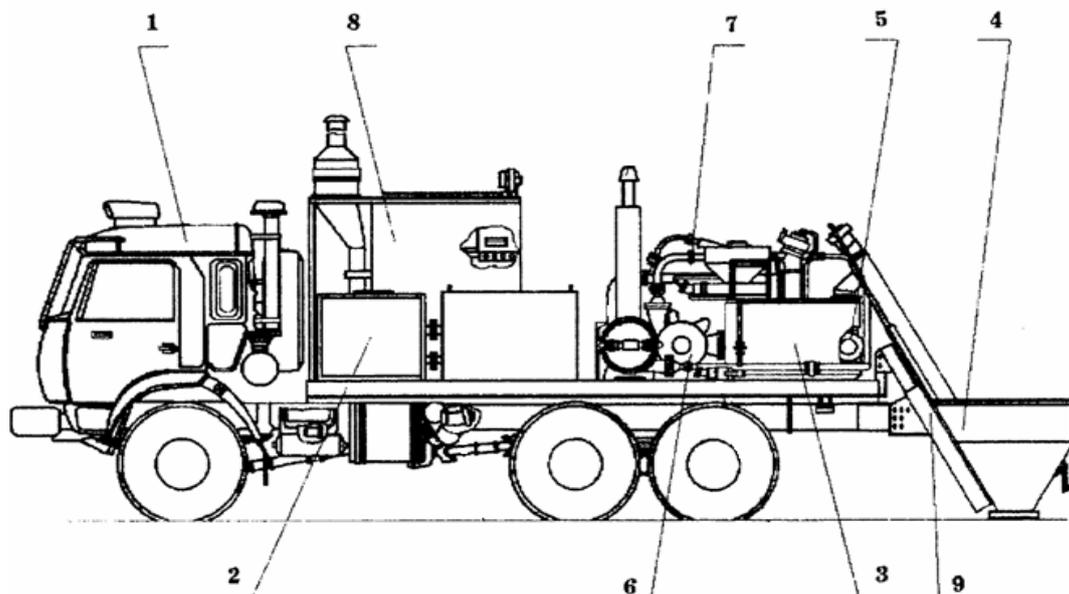


Рис. 2.33. Основные узлы установки АС-40:

1 – базовая машина; 2 – масляный бак; 3 – чашеобразный лопастной смеситель; 4 – приемная воронка; 5 – загрузочный шнек; 6 – песковой насос; 7 – трубопровод подачи воды; 8 – кабина оператора; 9 – направляющая приемной воронки

Установка смесительная УС-10

Установка смесительная УС-10 (рис. 2.34) предназначена для приготовления рабочих жидкостей и смесей в составе мобильных комплексов для гидравлического разрыва пласта и подачи жидкостей и смесей к установочному насосу при осуществлении гидравлического воздействия на призабойную зону скважины на нефтяных месторождениях.

Смесительная установка обеспечивает:

- автоматическую работу в режимах приготовления жидкостей, смесей и ГРП;
- приготовление рабочих жидкостей и смесей с использованием гуаровой муки, активаторов, загустителей, стабилизаторов глин, де-

эмульгаторов, сшивателей, сыпучих химреагентов, деструкторов, пропантов;

– регулируемую подачу жидких химических реагентов при приготовлении рабочих жидкостей и подаче жидкостей и смесей к установочному насосу в процессе гидроразрыва пласта;

– регулируемую подачу в процессе проведения ГРП деструктора и пропанта в приёмный бункер смесителя.



Рис. 2.34. Смесительная установка в транспортном положении

Техническая характеристика УС-10:

Шасси (полуприцеп-тяжеловоз), модель	94622
Полная масса УС-10, кг	21400
Номинальная мощность, кВт, при 2100 мин ⁻¹	500
Максимальный расход технологических жидкостей, м ³ /мин	10
Избыточное рабочее давление в нагнетательном коллекторе, не менее, МПа	0,2
Расход пропанта через смеситель, т/мин	0,1 – 6
Расход жидких добавок, дм ³ /мин	0,5 – 20
Расход сухой добавки, кг/мин	3,0 – 30,0
Расход сыпучего химреагента, кг/мин	1,0 – 25,0
Максимальная концентрация пропанта, кг/м ³	1800

Основные узлы установки показаны на рис. 2.35.

В УС-10 процесс работы происходит в автоматическом режиме, в это время оператор только наблюдает за параметрами на пульте контроля (рис. 2.36).

В случае если во время работы в электронной системе произошел сбой или авария, то оператор может быстро переключить управление установкой в ручной режим и закончить процесс ГРП, не останавливаясь, и не «потерять» скважину.

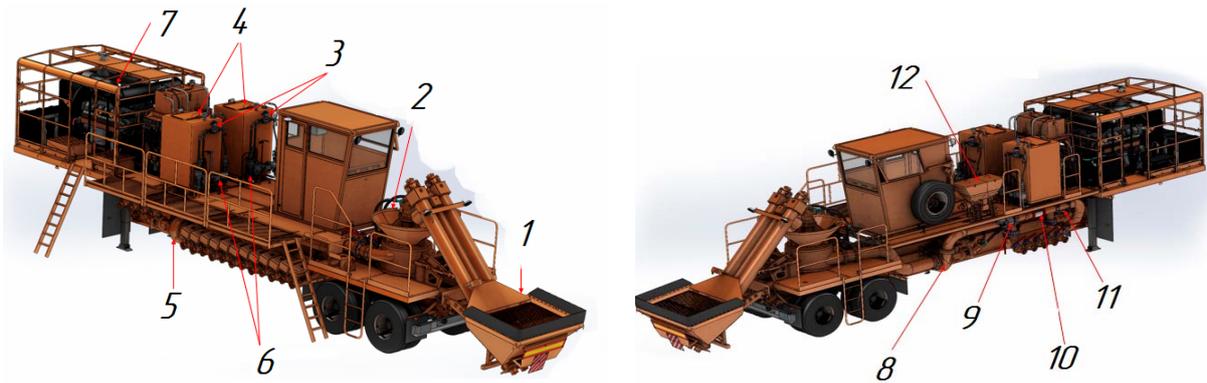


Рис. 2.35. Основные узлы УС-10:

- 1 – приемная воронка; 2 – смеситель; 3 – расходомер жидких добавок;
 4 – баки жидких добавок; 5 – всасывающий насос; 6 – дозирующие насосы;
 7 – палубный двигатель; 8 – нагнетательный насос;
 9 – электромагнитный расходомер; 10 – турбинный расходомер;
 11 – измеритель плотности; 12 – механизм ввода сухих добавок

Так как для гидроразрыва пласта необходим целый флот авто-транспорта, то они должны располагаться в определенном порядке и даже на определенном расстоянии друг от друга. Поэтому при проектировании УС-10 была рассмотрена самая удобная схема расположения спецтехники для ГРП (рис. 2.37).

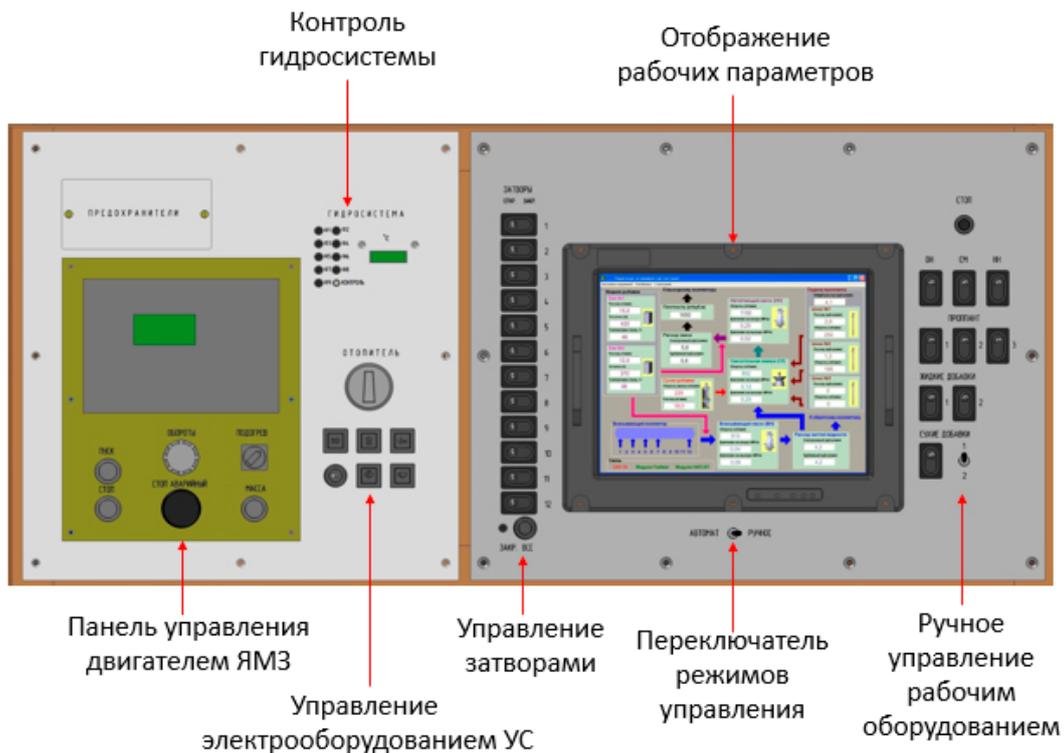


Рис. 2.36. Пункт контроля и управления УС-10

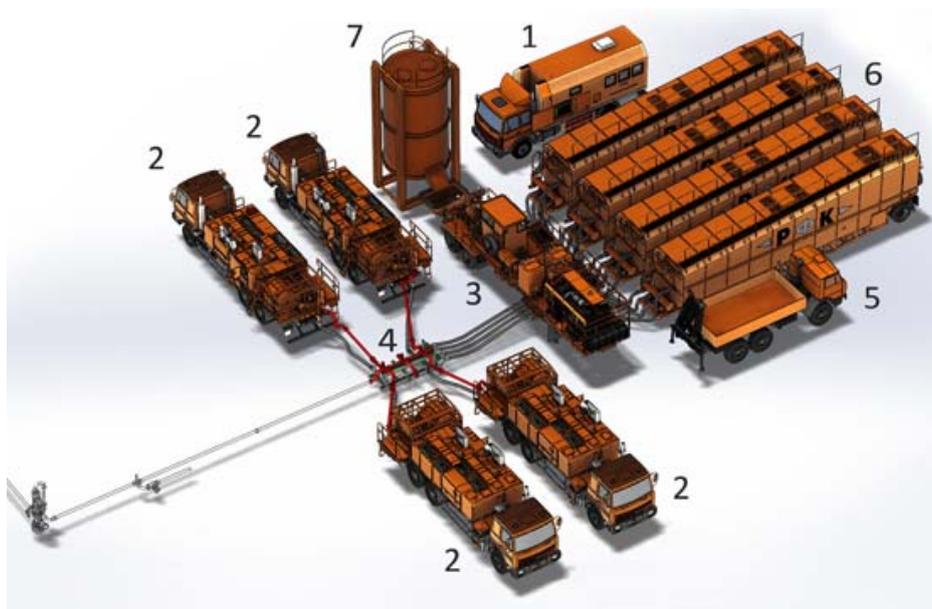


Рис. 2.37. Схема размещения комплекса гидроразрыва пласта:
 1 – СКУ-10; 2 – УН-2250; 3 – УС-10; 4 – БМ-105; 5 – ММ-105;
 6 – емкость геля; 7 – бункер пропантанта

Смесительная установка УС50х14

Смесительная установка УС-50х14 (рис. 2.38) – машина для транспортирования сыпучих материалов и приготовления различных растворов. Эта установка монтируется на специальных автомобилях или автоприцепах. Смесительная установка состоит из бункера, разгрузочно-погрузочного устройства, гидровакуумного устройства для изготовления раствора [57, 60].



Рис. 2.38. Общий вид УС50х14

Выделяют два типа установок:

- с механической разгрузкой бункера;
- с пневматической разгрузкой бункера.

Бункер смесительной машины – это емкость из стальных листов, которая приварена к раме. В него загружают цемент или другие смеси.

Смесительная установка работает совместно с цементирующим агрегатом, который подает нужное количество воды к гидровакуумному смесителю (рис. 2.39). Для того чтобы подобрать плотность раствора, у гидровакуумного смесителя есть щелевидные насадки, которые имеют стандартные диаметры 10, 12, 18, 20 мм.

Принцип работы гидровакуумного смесителя основан на изменении давления в смесительной камере: струя жидкости, выходящая из щелевой насадки, создает разрежение в смесительной камере, из-за падения давления в камере подсасывается сыпучий материал из приемной воронки. Струя попадает в смешивающее устройство «трубу Вентури», где за счет турбулентности происходит перемешивание материала, далее готовый раствор поступает в бачок или осреднительную установку.

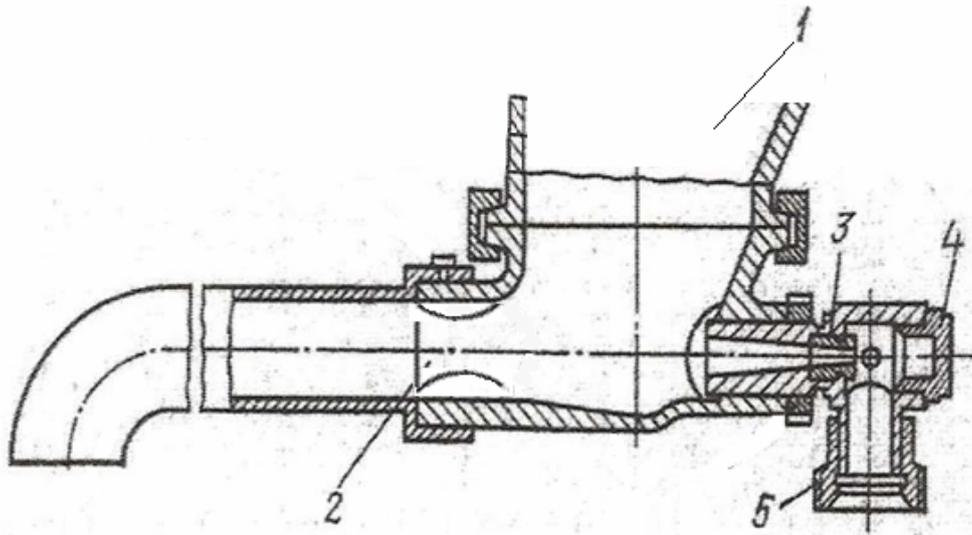


Рис. 2.39. Гидровакуумный смеситель: 1 – загрузочная воронка сыпучего материала; 2 – труба Вентури; 3 – щелевая насадка; 4 – технологическая пробка; 5 – труба для подвода воды

В смесительную установку УС50х14 цемент загружается пневматическим способом и винтовым конвейером через специальную трубу. Так как сыпучий материал может слеживаться, в бункере смесительной установки устанавливается пневмовибратор.

Техническая характеристика УС50х14 соответствуют базовым требованиям смесительной установки. Имеется возможность догрузить бункер на месте, где осуществляется цементация, на 20 т.

В комплектацию установки входят счетчик моточасов и устройство, контролирующее скорость вращения шнеков. Управляется устройство с поста оператора, который расположен у смесительного устройства и из кабины шасси. Данную смесительную установку можно смонтировать на шасси автомобиля «Урал-4320».

Техническая характеристика УС50х14:

Шасси	КрАЗ-65101
Двигатель	ЯМЗ-238М2
Мощность, кВт	176
Полная масса, кг	23740
Наибольшая производительность по приготовлению тампонажного раствора плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$, т/ч	27
Плотность приготавливаемого раствора, г/см^3	1,2 – 2,4
Максимальная масса транспортируемого материала по дорогам с твердым покрытием (по остальным дорогам), кг	11500 (9500)
Максимальная производительность загрузочного конвейера (дозированных винтовых конвейеров) по сухому цементу, т/ч	15 (132)
Габаритные размеры, мм	14000х2500х4300
Время выхода на заданную плотность раствора, с	40

**Установка смесительная механическая
УС-50х20К (УСМ-20Р1-01)**

В 2015 году на рынок вышла новая спецмашина УС-50х20К со смесительным агрегатом УСМ-20Р1-01 (рис. 2.40), которую начинает выпускать завод «Ижнефтемаш» [61, 65].



Рис. 2.40. Общий вид УС-50х20К в транспортном положении

Техническая характеристика УС-50х20К:

Объем бункера, м ³	20
Диапазон плотности приготовления раствора, г/см ³	1,3 – 2,4
Макс. производительность смесителя, дм ³ /с, не менее	27
Наибольшая масса транспортируемого материала, т	11,6
Догрузка бункера на месте проведения работ, т	25
Габариты установки, мм	10500х2500х3750
Базовая машина	КамАЗ-63501
Колесная формула	8х8
Коробка передач	ZF 16s1820T
Количество спальных мест	1
Угол наклона стенок бункера, °	65

В роли новинки выступает смесительная установка, возможности которой позволяют приготовить двадцать кубов раствора повышенной плотности, что в разы ускоряет процесс скважинного цементирования.

Модель УС-50х20К разработана на основе УС-50х14К, которая отлично зарекомендовала себя в приготовлении песчано-жидкостных составов во время обустройства газовых и нефтяных скважин. Новая модель отличается от своего предшественника следующими характеристиками:

- существенное увеличение объема бункера (с 15 до 20 м³);
- приемная камера расположена выше;
- опорный аппарат дополнен двумя стойками в передней части бункера, что увеличило устойчивость установки.

На дне бункера размещена раздаточная коробка привода дозирующих шнеков.

Конструкция машины УС-50х20К показана на рис. 2.41.

Установка готовит раствор следующим образом.

Исходный сухой тампонажный материал загрузочным конвейером 5 или пневмотранспортом через загрузочную линию 7 подается в бункер 2, который смонтирован и закреплен на раме шасси автомобиля 1.

Бункер представляет собой емкость со стенками, имеющими углы наклона 55°, превышающими естественный угол откоса цемента, в верхней части предусмотрены два люка с крышками, в которых установлены камнеуловители 20. Днище бункера выполнено в виде двух параллельных желобов для дозирочных шнеков.

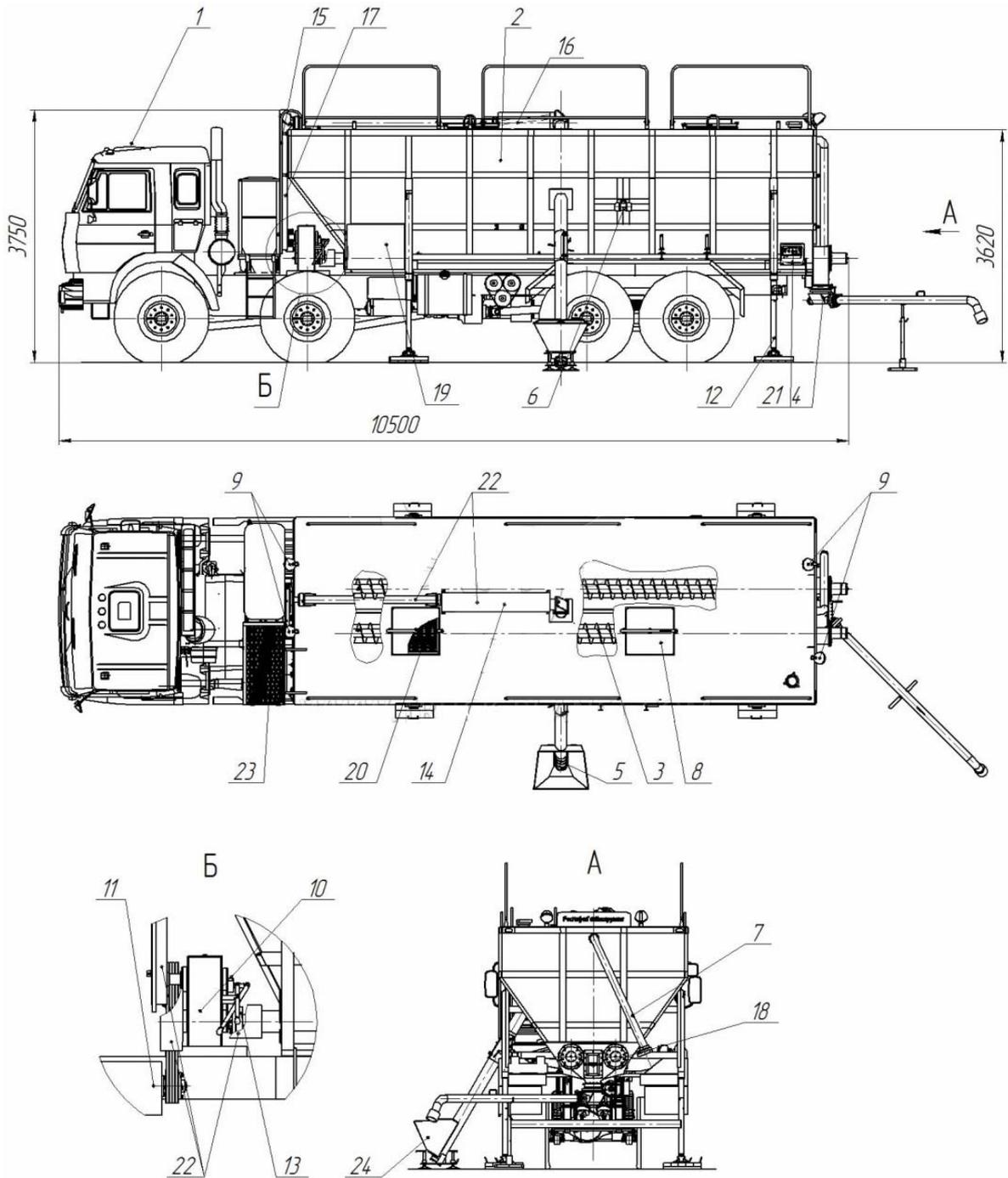


Рис. 2.41. Конструкция УС-50х20К:

- 1 – шасси КамАЗ-63501-40; 2 – бункер; 3 – шнек дозировочный (2 шт.);
 4 – смеситель гидровакуумный поворотный; 5 – шнек загрузочный;
 6 – вибраторное устройство (2 шт.); 7 – линия пневматической загрузки с БРС 4;
 8 – люки; 9 – фары освещения рабочих площадок; 10 – раздаточный редуктор;
 11 – коробка отбора мощности; 12 – домкраты; 13 – предохранительная
 втулочно-пальцевая муфта (2 шт.) со срезными тарированными пальцами;
 14 – угловой редуктор загрузочного шнека; 15 – лестница; 16 – карданный вал
 загрузочного шнека; 17 – цепная передача привода загрузочного шнека; 18 – дверца
 со смотровым окном; 19 – ящик инструментальный; 20 – камнеуловитель (2 шт.);
 21 – пульт управления; 22 – кожух защитный; 23 – площадка; 24 – воронка загрузочная

В бункере 2 тампонажный материал перемещается двумя дозирующими шнеками 3 и поступает в приемную воронку гидровакуумного смесителя. Для предотвращения сводообразования на боковых стенках установлены площадные электровибраторы 6.

Установка имеет выносной пульт 21, установленный в районе приемной камеры, с помощью которого происходит управление следующими механизмами: управление шнеками, включение вибраторных устройств, запуск и останов ДВС, изменение частоты вращения вала ДВС.

Смеситель гидровакуумный оснащен сменными насадками с разными проходными сечениями (10, 12, 18, 20 мм) для подбора необходимой плотности приготавливаемого тампонажного раствора.

Привод дозирующих шнеков осуществляется от коробки отбора мощности 11 коробки передач шасси автомобиля через ременную передачу на раздаточный редуктор 10 и на предохранительные втулочно-пальцевые муфты 13 со срезными тарированными пальцами. Привод загрузочного шнека осуществляется от фланца коробки отбора мощности (КОМ) 11 коробки передач шасси автомобиля через ременную передачу на раздаточный редуктор 10, цепную передачу 17, карданный вал 16, соединенный с угловым редуктором 14 с помощью предохранительной втулочной муфты со срезным штифтом. При этом устройство редуктора 10 позволяет работать либо загрузочному шнеку, либо дозирующим шнекам, для этого предусмотрена рукоятка переключения. Также имеется возможность отключения одного из шнеков. Регулирование производительности установки осуществляется изменением частоты вращения ДВС и отключением-включением одного шнека (см. рис. 2.42).



Рис. 2.42. Дозирующие шнеки

Смесительная установка KHS-2000

На рис. 2.43 показан общий вид одной из иностранных смесительных установок – KHS-2000. Она предназначена для транспортировки сухих порошкообразных материалов, механически регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин [58].



Рис. 2.43. Общий вид KHS-2000

2.4. Агрегаты для ремонта скважин

Ремонтный агрегат

Подземный ремонт скважин условно делят на текущий и капитальный [21, 46, 47, 48].

Текущий ремонт включает следующие виды работ:

1. Замена насоса.
2. Ликвидация обрыва штанг или их отворота.
3. Замена труб или штанг.
4. Изменение погружения НКТ.
5. Очистка скважин от песчаных пробок желонкой или промывкой.

Капитальный ремонт скважины включает в себя следующие виды работ:

- а) ремонтно-изоляционные работы;
- б) ремонтно-исправительные работы;
- в) воздействие на призабойную зону пласта;
- г) ловильные работы;
- д) ликвидация скважин.

Скважину считают подготовленной для проведения ремонта, если создана возможность выполнения спуско-подъемных операций, которые выполняют ремонтные агрегаты.

При текущем и капитальном ремонтах скважин выполняют большое число однотипных операций машинами, агрегатами одного и того же назначения, но с различными параметрами. Так, например, для спуско-подъемных операций при текущем ремонте необходимо оборудование с грузоподъемностью до 30 – 35 т, а при капитальном – 80 т и более. Вместе с тем при текущем и капитальном ремонтах применяют одно и то же оборудование или инструмент, например элеваторы и ключи. Очень часто при капитальном ремонте используют инструменты, предназначенные для работ при текущем ремонте, при условии, что их параметры, например грузоподъемность, соответствуют требуемым условиям.

В целом оборудование и инструмент для подземного ремонта узкоспециализированные и имеют специфическую конструкцию, что вообще характерно для оборудования, используемого в нефтяной и газовой промышленности.

Особенности оборудования и инструмента обусловлены:

- необходимостью выполнения работ на глубинах от десятков до нескольких тысяч метров при весьма ограниченных диаметральных размерах скважины – порядка 0,25 м и менее. Таким образом, отношение диаметра к длине составляет примерно 1:10000;

- необходимостью извлечения на поверхность колонны труб для крепления рабочего инструмента, его смены и выполнения каких-либо новых операций, поэтому спуск и подъем колонны труб превратились в самостоятельную группу операций, для выполнения которых создано большое количество машин и инструментов;

- сложным профилем скважин, в которых выполняются работы;
- высоким гидростатическим давлением, температурой, химически активными и агрессивными веществами, воздействующими на спущенное оборудование и инструмент.

Все машины и оборудование, используемые при подземном ремонте скважин, можно разделить на две основные группы (рис. 2.44):

- для спуско-подъемных операций;
- для технологических операций.

Оборудование для спуско-подъемных операций включает в себя:

1. Грузоподъемное оборудование – вышку (или мачту), талевую систему и лебедку. Могут использоваться отдельные, самостоятель-

ные конструкции или объединенные в единый комплекс (агрегат подземного ремонта). В оборудовании, смонтированном на какой-либо транспортной базе, как правило, используют ее элементы – раму автомобиля или трактора для восприятия нагрузок, возникающих в процессе работы агрегата, ходовой двигатель для приведения в действие лебедки и так далее.

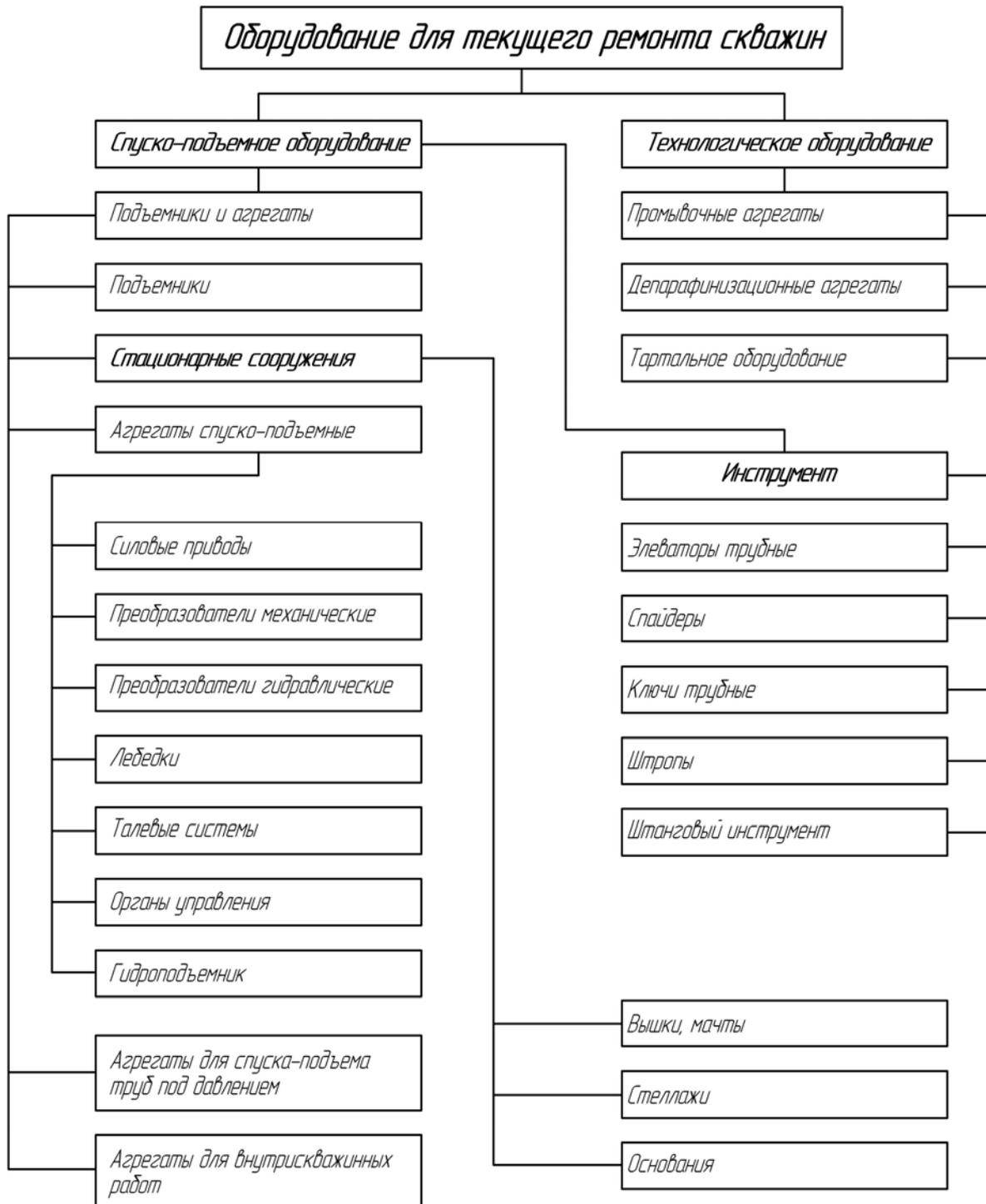


Рис. 2.44. Оборудование для текущего ремонта скважин

2. Инструмент – элеваторы, спайдеры, ключи, штропы, клинья. Они служат для выполнения отдельных операций в процессе спуска или подъема – захват колонны штанг или труб, удержание их на весу, развинчивание или свинчивание резьбовых соединений и так далее.

3. Средства механизации – автоматические спайдеры, трубные и штанговые ключи с механическим приводом, автоматы для выполнения операций свинчивания и развинчивания. Они служат для выполнения тех же операций, что и инструмент, но ускоряют и облегчают их, поскольку имеют собственный привод (электрический, пневматический, гидравлический).

Оборудование для выполнения технологических операций включает в себя:

1. Насосные агрегаты для подачи технологической жидкости (воды или нефти, водопесчаной смеси, раствора кислот, цементного раствора) в ремонтируемую скважину: манифольды и трубопроводы для обвязки насосных агрегатов и соединения их со скважиной.

2. Котлы для приготовления пара или горячей нефти для прогрева и депарафинизации подъемных труб.

3. Оборудование для вращения инструмента: турбобур, винтовые вращатели.

4. Инструмент для ловильных работ, предназначенный для захвата и извлечения из скважины упавших или оставшихся в ней труб, штанг, эксплуатационного оборудования или случайно упавших предметов.

5. Инструмент для разрушения или изменения формы эксплуатационной колонны: долота, райберы, фрезеры, а также перфораторы.

6. Устройства для удержания в скважине какого-либо оборудования и герметизации её отдельных полостей – якоря, пакеры, пробки.

7. Оборудование устья скважины для выполнения работ, связанных с подземным ремонтом, – головки различных конструкций для удержания спущенных в скважину труб, противовыбросовое оборудование, лубрикаторы для спуска в скважину инструментов или приборов.

8. Приборы и инструменты для исследования скважин перед подземным ремонтом.

Технологический процесс подземного ремонта скважин можно подразделить на 3 последовательных этапа:

- подготовительные работы;
- спуско-подъемные операции (СПО);
- заключительные работы.

Подготовительные работы проводят до начала ремонта скважины для обеспечения бесперебойной работы бригады по ремонту скважин.

Скважину (эксплуатационную или нагнетательную) считают подготовленной для подземного ремонта, если создана возможность проведения всех необходимых операций при условии соблюдения безопасности рабочего персонала, исключения загрязнения окружающей среды и потерь нефти.

Подготовка скважины состоит из двух основных частей: собственно подготовки скважины к проведению планируемых работ и подготовки используемого оборудования.

К первой части относятся работы, связанные с глушением скважины и предупреждением ее фонтанирования или каких-либо проявлений в процессе проведения работы.

Ко второй – установка или ремонт мостков, проверка якорей, установка передвижного агрегата подземного ремонта либо приведение в порядок стационарной вышки (ремонт полов и мостков, проверка состояния кронблока и мачты, смазка шкивов, оснастка талевого системы, установка оттяжного ролика), подвешивание ролика к поясу вышки при работе на скважинах, оборудованных погружными центробежными электронасосами, расстановка оборудования на площадке.

Помимо этого к подготовительным работам относят: доставку к скважине труб, насосных штанг, каната, талевого блока, подъемного крюка, укладку труб и штанг в стеллажи, райберовку труб, крепление муфт на трубах, работы, связанные с исследованием состояния скважины.

Для фонтанирующих скважин глушение обязательно, поскольку в противном случае начнется ее открытое фонтанирование.

Для глушения используется жидкость повышенной плотности, чтобы создать противодействие на пласт. Жидкость для глушения скважины кроме необходимой плотности должна быть однородной и соответствующей вязкости, не вызывать коррозию труб и оборудования, не вступать в химическую реакцию с породой пласта и образовывать твердые осадки, не замерзать зимой и не быть огнеопасной и ядовитой.

Указанным требованиям наиболее полно отвечают пластовая вода, водный раствор хлористого кальция и глинистый раствор.

Каждая из этих жидкостей применяется для глушения скважин в зависимости от характеристики пласта и величины пластового давления. Например, пластовая жидкость, хотя и обладает плотностью больше единицы (1,12 – 1,19), не всегда может применяться для глушения, так как высокие фильтрационные свойства воды позволяют ей глубоко проникать в пласт и затрудняют в связи с этим освоение скважины после ремонта.

Спуско-подъемные операции (СПО) связаны с подъемом и спуском труб, а при насосной эксплуатации – и штанг. Спуско-подъемные операции являются трудоемкими и в зависимости от характера подземного ремонта скважин занимают от 50 – 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт. При спуске труб необходимо тщательно шаблонировать каждую из них, очищать резьбу трубы щеткой от грязи, песка, смазывать графитовой смазкой. Крепить трубы надо до отказа. Нельзя допускать спуск в скважину дефектных труб, то есть негерметичных, с поврежденной резьбой, кривых и помятых. Во избежание задевания торцов муфт за внутренний край эксплуатационной колонны, тройников и крестовиков следует пользоваться направляющими воронками.

Спуск и подъем насосных штанг проводят так же, как и труб, только на более высоких скоростях ввиду их меньшей массы, чем насосно-компрессорных труб. Поднятые штанги укладывают на мостки и между ними прокладывают деревянные рейки. Укладываемые штанги должны иметь не менее шести опорных точек, равномерно распределенных по всей их длине. Провисание концов штанг и соприкосновение с грунтом не допускается.

Для облегчения работы во время спуска штанг обратно в скважину каждый последующий их ряд должен быть выдвинут к устью скважины против предыдущего ряда на 15 – 20 см. Обнаруженные при подъеме дефектные штанги откладывают в сторону и по окончании ремонта убирают с мостков.

Перед спуском насосных штанг в скважину каждую из них тщательно осматривают. Не допускается смешивание штанг, изготовленных из сталей различных марок. При спуске ступенчатой колонны необходимо строго придерживаться данного наряда. Перед свинчиванием резьбу тщательно очищают и смазывают графитовой смазкой, а затем закрепляют до отказа.

Для составления колонны насосных штанг строго определенной длины применяют штанги укороченной длины. Свинчивание и раз-

винчивание насосно-компрессорных труб во время спуско-подъемных операций выполняют с помощью подвесных трубных ключей.

Заключительные работы: по окончании подземного ремонта скважин выполняют заключительные работы, которые состоят из сборки устьевого оборудования. На скважинах, оборудованных насосами, собирают устьевой сальник самоустанавливающийся, соединяют устьевой шток с головкой балансира с помощью канатной подвески. На фонтанных, компрессорных скважинах, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами, собирают устьевую арматуру, проводят ее обвязку с выкидной линией.

После ремонта скважины бригада разбирает талевую систему с подъемным крюком, открепляет ходовой конец талевого каната с барабана подъемника, собирает инструмент, укладывает его на тележку для перевозки его на другую скважину.

В случае ремонта скважины передвижным агрегатом бригада открепляет оттяжки вышки, поднимает крюкоблок на высоту, обеспечивающую его укладку на вышку, с помощью выносного пульта управления размещает вышку в транспортное положение и прикрепляет к передней опоре, укладывает оттяжки, завинчивает до отказа винтовые домкраты ног задней опоры, поднимает их и фиксирует в верхнем положении.

Затем открепляют заземляющий провод агрегата, переключатель основного пульта управления устанавливают в положение «отключено», выносной пульт укладывают в ящик для кабеля. После этого агрегат готов к переезду на другую скважину.

Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС-50К

Агрегат предназначен для производства спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонтах скважин, не оборудованных вышками или мачтами, для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и возбуждения скважин поршневанием (свабированием), кроме того, с его помощью промывочным агрегатом и ротором можно проводить промывку скважин и разбуривание песчаных пробок (рис. 2.45) [5, 18].

Завод-изготовитель агрегата АПРС-50К – производственное объединение «Елабужский автомобильный завод». Машина оснащена удлиненной до 21,5 м и усиленной вышкой с открытой передней гранью. Агрегат оснащен задними гидравлическими опорными домкратами с механическими замками и задней фундаментной балкой, а

также передними аутригерами, предназначенными для установки агрегата в горизонтальное положение. Кронблок вышки с разделенными осями шкивов. В систему противозатаскивателя талевого блока введен бесконтактный датчик, что позволило увеличить надежность данной системы. Для приведения вышки в рабочее положение имеется дистанционное управление. Введены дополнительные галогенные лампы для лучшего освещения устья скважины, расположенные в верхней части нижней секции на высоте 12 м от земли. Удостоен знака «100 лучших товаров Республики Татарстан» и «100 лучших товаров России».



Рис. 2.45. Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС-50К

Техническая характеристика агрегата АПРС-50К:

Монтажная база	КрАЗ-65101 КрАЗ-65053-02 (6x4) КрАЗ 63221-02 (6x6) Евро 2
Грузоподъемность на крюке, номинальная, т	50 (без оттяжек)
Наибольшая высота подъема крюка, м	17
Привод	от тягового двигателя автомобиля
Коробка передач	трёхскоростная
Лебедка основная	однобарабанная
Диаметр талевого каната по ГОСТ-16853, мм	25
Тормоз	ленточно-колодочный
Лебедка вспомогательная	гидравлическая
Талевая система (оснастка)	шестиструнная (3x4)

Мачта	телескопическая двухсекционная с открытой передней гранью
Управление спуско-подъемными операциями	электропневматическое и ручное механическое (из кабины оператора)
Отопление кабины оператора	обогреватель электрический взрывозащищенный
Максимальная скорость, км/ч, не более	40
Габаритные размеры, мм	11500x2500x4300
Масса агрегата полная, не более, кг	26000

Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС-40М

Агрегат АПРС-40М предназначен для производства спуско-подъемных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями для производства тартальных работ, для очистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием) (рис. 2.46) [1, 18, 53].



Рис. 2.46. Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС-40М

Поставщик (завод-изготовитель) – производственное объединение «Елабужский автомобильный завод». Агрегат имеет трансформатор для подключения потребителей с напряжением 220 В. Агрегат оснащен дополнительной лебедкой для подъема ключа, боковыми опорными домкратами, уровнем.

Пневмосистема агрегата оснащена осушителем воздуха. Двухдверная кабина оператора снабжена обогревателем во взрывозащищенном исполнении. В системе электрооборудования автомобиля предусмотрены места (выводы) для подключения дублирующих контрольно-измерительных приборов, расположенных на пульте управления в технологической кабине, и места для подключения к базовым источникам электроэнергии исполнительных элементов технологического оборудования, в том числе систем автоматики, блокировок, освещения.

Агрегат выполнен во взрывобезопасном исполнении в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, а также РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Агрегат по требованию заказчика комплектуется дополнительным оборудованием, в том числе вспомогательной лебедкой, площадкой верхового рабочего и площадкой обслуживания устья скважины. Гарантируется поставка любых запасных частей.

Техническая характеристика АПРС-40М:

Монтажная база	«Урал-4320» КрАЗ-65101, 63221, 65053 КамАЗ-43118
Грузоподъемность на крюке, т:	
номинальная	40
допустимая кратковременная	50
Максимальная высота подъема крюка, м	14
Вышка	двухсекционная с открытой передней гранью и возможностью установки балкона верхового рабочего
Привод	от тягового двигателя

АПРС-40К на шасси КамАЗ

Агрегат АПРС-40К предназначен для производства спуско-подъемных операций в процессе текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин, не оборудованных вышками и мачтами (рис. 2.47) [33].

Управление механизмами агрегата – электропневматическое из стационарной, отапливаемой автономным отопителем кабины.

Мачта агрегата – выдвигная, двухсторонняя, с открытой передней гранью. Управление установкой вышки – дистанционное с выносом пульта с удалением его до 20 м.



Рис. 2.47. Агрегат АПРС-40К на шасси КамАЗ

Силовая лебёдка – однобарабанная с пневматической фрикционной муфтой и двухлинейным тормозом с охлаждением разбрызгиванием.

Техническая характеристика АПРС-40К:

Расстояние, м:

от земли до оси кронблока 18

от устья скважины до оси задних домкратов 1,2

Грузоподъемность на крюке, кН (т) 400(40)

Диапазон скорости перемещения крюка, м/с 0,2 – 1,5

Гидросистема:

насос аксиально-поршневой 3103.112

номинальное давление, МПа (кгс/см²) 16(160)

расход, дм³/мин 150

отбор мощности:

при 2100 мин⁻¹ с КОМ МП24-4208010, не более, кВт 115

Габаритные размеры агрегата, мм 10030x2500x4000

Масса навесного оборудования, не более, кг 10000

Полная масса агрегата, не более, кг 19000

Базовое шасси КамАЗ-43118

Тип двигателя дизельный с турбонаддувом

Максимальная мощность, кВт (при 2200 мин⁻¹) 191

Агрегат ремонтный АР-60

Агрегат АР-60 предназначен для ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин, ведения буровых работ ротором и забойными двигателями (рис. 2.48) [19].



Рис. 2.48. Агрегат ремонтный АР-60

Поставщик – группа компаний «Кунгур». Механизмы агрегата монтируются на полноприводном шасси КрАЗ-63221.0000044. Условная глубина скважин при ремонте и освоении – 3000 м (НКТ 14 кг/м). Условная глубина бурения скважин – 1500 м (при бурении колонной 24 кг/м).

Конструктивные особенности агрегата:

- одно- или двухбарабанная лебедка с дисковыми пневматическими муфтами, позволяющими оперативно переключаться с одного диапазона скоростей на другой и не требующими дополнительного компрессора;
- буровой барабан с канавками Лебуса, обеспечивающими равномерное наматывание каната;
- выдвижение верхней секции гидроприводной лебедкой;
- маслonaполненная цепная трансмиссия привода лебедки;
- гидродомкраты (аутригеры) двухстороннего действия с ходом 0,8 м;
- ограничитель грузоподъемности, ограничитель высоты подъема талевого блока;
- комплектация с учетом преимущественного назначения и технологических особенностей ведения работ.

Техническая характеристика агрегата ремонтного АР-60:		
Допускаемая нагрузка на крюке, кН (т)		589 (60)
Привод механизмов	двигатель шасси ЯМЗ-238ДЕ2	
Мощность двигателя, кВт		243
Лебедка:	одно- или двухбарабанная, с дисковыми пневматическими муфтами и двухшківным ленточным тормозом	
скорость подъема талевого блока, м/с		0,15 – 1,9
канатоемкость тартального барабана, м:		
при диаметре 15 мм		2000
при диаметре 13 мм		2500
Мачта:	телескопическая, наклонная	
высота от уровня земли до оси кронблока, мм		22600
высота подъема крюка талевого блока, мм		18500
Талевая система:	с устройством перепуска талевого каната	
оснастка		3x4
диаметр талевого каната, мм		25
допускаемая нагрузка на крюке, кН (т)		29,5 (3)
Гидросистема рабочая:		
тип и модель насоса	аксиально-поршневой 3102.112 (2 шт.)	
номинальное давление, МПа		19,6
номинальная подача, м ³ /с (дм ³ /мин)		6,168x10 – 3 (370)
Гидросистема монтажная:		
тип и модель насоса	шестеренный НШ-50	
номинальное давление, МПа		15,7
номинальная подача, м ³ /с (дм ³ /мин)		0,833x10 – 3 (50)
Раскрепитель резьбовых соединений:		
ход штока, мм		960
максимальное тяговое усилие, кН		54
Манифольд (стояк с буровым рукавом):		
диаметр проходного отверстия, мм		76 или 50
давление рабочей жидкости, МПа		19,6
Аварийный электропривод:		
мощность электродвигателя, кВт		30
скорость подъема талевого блока с максимальной нагрузкой на крюке, м/с (м/мин)		0,02 (1,2)
Габаритные размеры (транспортные), мм		14400x3400x4500
Масса в транспортном положении, кг		32000

Установка подъемная УПА-60/80

Агрегат УПА-60/80 предназначен для текущего ремонта, освоения и капитального ремонта нефтяных скважин, а также ведения буровых работ роторным способом или забойными двигателями скважин различного назначения: поисковых, гидрогеологических, водозаборных, эксплуатационных (рис. 2.49) [19].



Рис. 2.49. Установка подъемная УПА-60/80

С помощью установки УПА-60/80 можно выполнять работы по разбуриванию цементных пробок в трубах диаметром 5 – 8 дюймов и связанные с этим процессом операции (спуск и подъем бурильных труб, промывка скважин, ликвидация аварий).

Агрегат состоит из следующих основных частей:

- монтажно-транспортной базы;
- коробки отбора мощности;
- раздаточного редуктора с двумя гидронасосами;
- буровой и вспомогательной лебедок;
- компрессора;
- мачты и пульта управления.

Техническая характеристика подъемной установки УПА-60/80:

Монтажно-транспортная база	шасси автомобиля КрАЗ-65101
Допустимая нагрузка на крюке, кН	600
Мачта	телескопическая наклонная с ограничителем верхней секции
Высота мачты от земли до оси кронблока, м	22

Оснастка талевой системы	3x4
Диаметр каната, мм	25
Привод механизмов	тяговый двигатель шасси ЯМЗ-238
Максимальная мощность привода, кВт	132,4
Промывочный насос	НБ-125-1ОУ1
Максимальное давление, МПа	16
Диапазон скоростей подъема крюкоблока	0,191 – 1,444
Лебедка	однобарабанная с цепным приводом, двухленточным тормозом и пневматической муфтой включения барабана
Число скоростей лебедки	4
Вспомогательная лебедка	ТЛ-9А-1
Нагрузка на крюке вспомогательной лебедки, кН	12,5
Скорость подъема вспомогательной лебедки, м/с	0,5
Габаритные размеры (транспортные), мм	14000x2900x4300
Масса установки с ЗИП, кг	34340
Масса установки в транспортном положении	24000
Ресурс до капитального ремонта, ч	13000

Ремонтный агрегат АР-32/40М

Агрегат АР-32/40М предназначен для ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин, ведения буровых работ ротором и забойными двигателями. Механизмы агрегата монтируются на полноприводном шасси «Урал-4320». Агрегат снабжен гидродомкратами (аутригерами) двухстороннего действия (рис. 2.50) [30].

Назначение – ремонт нефтяных и газовых скважин. Выполняемые операции:

- монтаж и демонтаж устьевого оборудования;
- спуско-подъемные операции, в том числе с насосными штангами и насосно-компрессорными трубами;
- механизированное свинчивание и развинчивание колонны насосно-компрессорных труб;
- ликвидация аварий.

Конструктивные особенности:

- лебедка однобарабанная, с одной пневматической однодисковой фрикционной муфтой;
- выдвижение верхней секции мачты осуществляется гидроприводной лебедкой с дистанционного пульта управления;
- устройство для фиксации крюкоблока и защиты мачты от повреждений при передвижении установки;

– гидродомкраты вывешивания установки одностороннего (шасси «Урал») или двустороннего (шасси КрАЗ) действия.

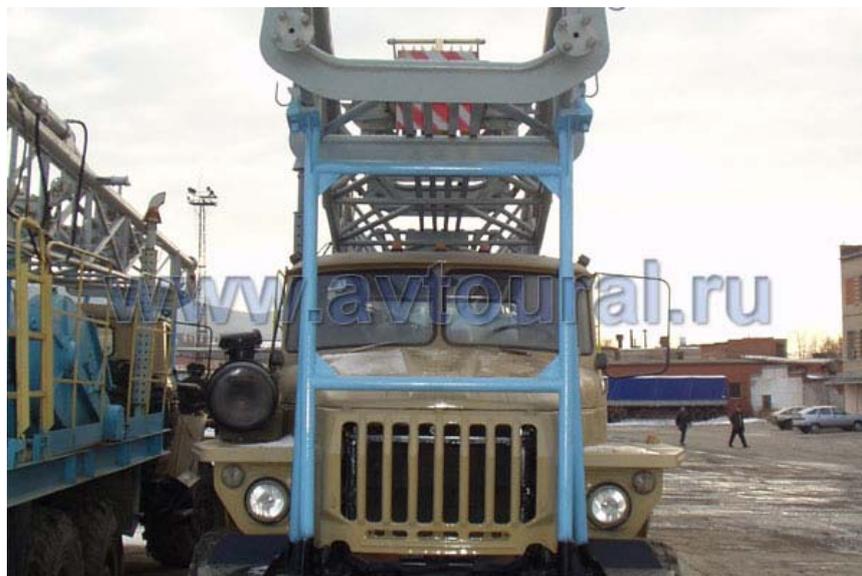


Рис. 2.50. Ремонтный агрегат АР-32/40М

Техническая характеристика АР-32/40М:

Максимальная скорость, км/ч	75
Полная масса агрегата, кг	21150
Емкость топливного бака, дм ³	300
Дорожный просвет, мм	360
Габаритные размеры (транспортные), мм	16050x2500x3800
Лебедка	однобарабанная с пневматической дисковой фрикционной муфтой
Привод лебедки	цепной маслonaполненный редуктор
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,22 – 1,88
Мачта	односекционная, наклонная с открытой передней гранью
Расстояние от земли до оси кронблока, мм	17700
Высота подъема талевого блока, мм	13400
Насос рабочей гидросистемы	аксиально-поршневой 3102.112
Насос привода гидродомкратов	НШ-32
Условная глубина бурения (колонна НКТ 24), м	1000
Условная глубина бурения (колонна НКТ 14), м	2000
Двигатель:	
модель	ЯМЗ-236НЕ2
тип	дизельный, четырехтактный, шестицилиндровый, с непосредственным впрыском топлива, V-образный, соответствует стандарту «Евро-3»

	рабочий объем, дм ³	11,15
	номинальная мощность при 2100 мин ⁻¹ , кВт	169
Кабина	цельнометаллическая, трехместная, оборудована средствами повышенной термозумоизоляции, системой вентиляции и отопления, регулируемым сиденьем водителя	
	Управление спуско-подъемными операциями осуществляется из кабины на платформе агрегата (рис. 2.51).	



Рис. 2.51. Вид кабины управления

Общий вид однобарабанной лебедки показан на рис.2.52, а схема её управления – на рис. 2.53.



Рис. 2.52. Лебедка однобарабанная

Рабочие камеры 4 и 5 лебедки состоят из разъемных штампованных корпусов, внутри которых закреплены резиноканевые диафрагмы, зажатые в плоскостях разъема и штоков диафрагм с отжим-

ными пружинами, возвращающих их в исходное положение после выпуска из камер воздуха. Рабочие камеры установлены на кронштейнах, прикрепленных к задней стенке лебедки. Штоки камер шарнирно соединены с рычагами 2 и 6.

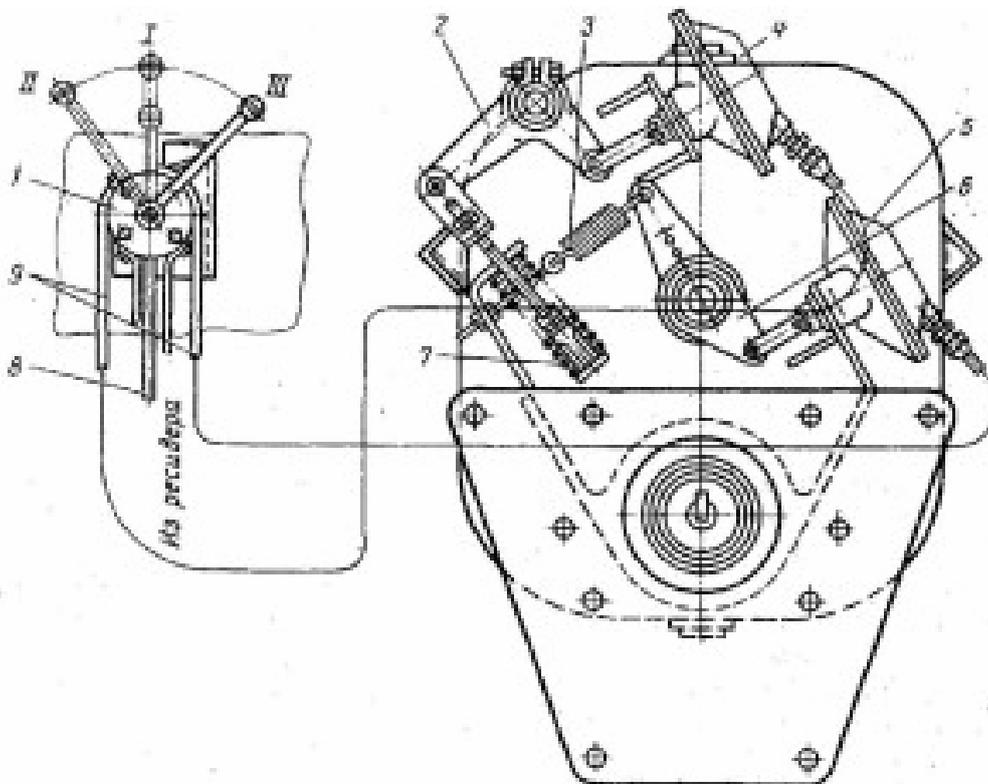


Рис. 2.53. Схема управления лебедкой с применением пневмопривода

При нейтральном положении рычага управления *I* сжатый воздух из рабочих камер 4 и 5 через трубопроводы 9 и 8 и распределитель 1 выпускают в атмосферу, вследствие чего воздействие его на рычаги 2 и 6 прекращается, и они под действием пружин 7 и 3 поворачиваются влево. При этом рычаг 2 включает тормозное или другое устройство, а рычаг 6 – конусную муфту лебедки. Барабан лебедки останавливается, и рабочий орган машины устанавливается в неподвижном состоянии.

При переключении рычага управления в положение подъема *II* трубопровод 9 через распределитель сжатого воздуха сообщается с трубопроводом 8, в результате чего сжатый воздух из ресивера поступает одновременно в обе рабочие камеры 4 и 5. Под действием сжатого воздуха диафрагмы рабочих камер будут прогибаться и с помощью штоков поворачивать рычаги 2 и 6 вправо. Рычаг 2 выключит тормозное или другое устройство, а рычаг 6 – конусную муфту. Бара-

бан лебедки при этом придет во вращение и, наматывая на себя канат, будет поднимать рабочий орган машины.

При переключении рычага управления в положение спуска III сжатый воздух из ресивера поступает в камеру 4, а из камеры 5 будет выпускаться в атмосферу, вследствие чего тормозное устройство и конусная фрикционная муфта будут выключены, а рабочий орган машины под тяжестью собственного веса станет опускаться, приводя во вращение барабан лебедки [Фильм 16].

2.5. Агрегаты для депарафинизации и паропромысловые установки

Основные сведения о составе нефтяных отложений

Сервисное обслуживание скважин с использованием тепловых методов заключается в способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением горячей нефти или воды в качестве теплоносителя [16].

Асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО) не являются простой смесью асфальтенов, смол и парафинов, а представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и осадочным слоем из нефтяных смол.

Под механизмом парафинизации понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. При этом образование отложений может происходить либо за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, либо за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования.

На интенсивность образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

В призабойной зоне пласта (ПЗП) перечисленные факторы меняются непрерывно от периферии к центральной области в скважине, а в самой скважине от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Место выделения АСПО может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины. Среди условий, способствующих образованию отложений, можно назвать снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. Известно, что растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти. При этом преобладает температурный фактор. Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определённой глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной.

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ.

Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0 – 50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО.

Шероховатость стенок и наличие в системе твердых примесей способствуют также выделению из нефти парафина в твердую фазу. Кроме указанных основных факторов на интенсивность парафиниза-

ции трубопроводов при транспортировании обводненной продукции скважин могут оказывать влияние обводненность продукции и величина pH пластовых вод. Причем влияние этих факторов неоднозначно и может быть различным для разных месторождений. Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям.

Первое направление – предупреждение (замедление) образования отложений. К таким мероприятиям относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей).

Второе направление – удаление АСПО. Это тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители). Для этого используется спецтехника, такая как агрегаты для депарафинизации (АДПМ) и паропромысловые установки (ППУ).

Паропромысловая установка ППУ 1900/100

Практически каждый подземный ремонт скважин предполагает поднятие труб на поверхность с целью удаления из них парафиновых отложений посредством пропаривания ППУ.

Скважины, оборудованные штанговыми насосами (ШГН), очищают от парафиновых отложений посредством тепловой энергии пара, который закачивают в затрубное пространство скважины. Пар разогревает трубы, парафин внутри НКТ расплавляется и появляется возможность его выноса наружу. При этом нагретой струей нефти расплавляется парафин и в выкидных линиях.

Передвижная паропромысловая установка ППУ 1900/100 (рис.2.54) представляет собой автономную котельную, предназначенную для производства горячей воды и пара в полевых условиях [26]. На установке смонтирована современная система контроля за температурой и давлением вырабатываемого пара с цифровой индикацией в режиме реального времени.

Установка промысловая паровая передвижная ППУ 1900/100 используется в нефтегазовой отрасли – для депарафинизации сква-

жин, подземного и наземного оборудования, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования.



Рис. 2.54. Общий вид паропромысловой установки ППУ 1900/100

Области применения передвижной паровой установки ППУ 1900/100:

– в нефтяной сфере ППУ позволяет удалять отложения парафина в нефтяных скважинах, магистральных трубопроводах и другом нефтепромысловом оборудовании;

– в автотранспортной отрасли ППУ используется для очистки транспорта и разогрева автоцистерн в холодное время года, подготовке автоцистерн к сварочным работам;

– в дорожно-строительной отрасли паровая установка служит для очистки спецтехники от битума, разогрева битума и асфальта;

– в железнодорожной отрасли передвижная паровая установка применяется для очистки ж/д транспорта и отогрева сыпучих грузов в холодное время;

– в строительной отрасли ППУ разогревает бетон и обрабатывает спецтранспорт в холодное время года;

– в коммунальном хозяйстве и для служб МЧС паровая установка незаменима в качестве котельной для отопления жилых и производственных помещений, для ликвидации аварийных ситуаций в

коммунальном хозяйстве городов, разогрева систем водоснабжения и отопления при их ремонте в зимнее время, для очистки дорожного полотна, в том числе бордюров, трубопроводов, систем канализации, и выполнения других работ с использованием горячей воды и пара.

Техническая характеристика установки ППУ 1900/100:

Производительность по пару, кг/ч	1900±10%
Давление пара, МПа, не более	10
Объем цистерны для воды, м ³	5,1
Жесткость воды, мкг-экв/кг, не более	10
Время, необходимое для выработки пара, мин, не более	20
Объем топливного бака, м ³ , не менее	1,7
Расход топлива, кг/ч, не более	40
Давление топлива, МПа	0,7
Используемое топливо	дизельное
Привод механизмов установки	от навесного ДВС
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:	
на шасси КамАЗ-53228	9235x2900x3750
на прицепе	8256x2500x3720
на санях	7102x2500x3407

Основные преимущества паропромышленной установки ППУ 1900/100:

1. Установка имеет запатентованное горелочное устройство, существенно экономящее расход топлива (до 30 %).

2. Автономный двигатель для привода агрегатов установки позволяет проводить подогрев воды в процессе движения установки к месту проведения работ, исключает необходимость работы двигателя автомобиля при работе установки.

3. Система подготовки воды с биологическими фильтрами обеспечивает умягчение и обезжелезивание воды, что существенно увеличивает срок парогенератора, а следовательно, и самой установки. Применение данной технологии позволяет производить подпитку установки из любых источников пресной воды, значительно сокращает холостые пробеги автомобиля для заправки котельной водой.

4. Установка включает в себя два отсека: отсек оператора и рабочий отсек. В отсеке оператора есть всё необходимое для успешной работы и отдыха, оттуда же происходит управление рабочими процессами. В рабочем отсеке установлена система автоматического управления рабочими процессами. Она обеспечивает запуск и поддержание параметров процессов в зависимости от выбранного режи-

ма, а также сбор, отображение, хранение и передачу информации по радиоканалу.

Установка может поставляться с системой управления, настроенной на четыре рабочих режима. По заказу потребителя возможна установка дополнительных режимов (предпускового и автономного).

Предусмотрено шесть режимов работы с заданными значениями по температуре пара (воды) и предельному значению давления в системе для каждого режима. Требуемое количество режимов и значения температуры и давления указываются потребителем при заказе. При отсутствии таких указаний в заявке установки поставляются с системой управления, настроенной на 4 рабочих режима паровой передвижной установки ППУА:

- 1-й режим – позволяет в автономном режиме поддерживать температуру котельной воды в емкости в заданном диапазоне 35 – 50 °С. Производительность по горячей воде – 2438 кг/ч. Может использоваться как водогрейный котел по замкнутому циклу для подогрева временных помещений в зимнее время.

- 2-й режим – предназначен для выработки насыщенного пара с температурой 150 °С и давлением 0,4 – 0,5 МПа. Производительность по пару – 2438 кг/ч. Используется для удаления нефтяных и шламовых отложений с металлических и прочих поверхностей.

- 3-й режим – предназначен для выработки насыщенного пара с температурой 210 °С и давлением 0,35 – 0,40 МПа. Производительность по пару – 1900 кг/ч. Используется для снятия парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах при проведении капитального ремонта скважин и других ремонтных работ.

- 4-й режим – для выработки насыщенного пара с максимальной температурой 300 °С и максимальным давлением 10 МПа. Производительность по пару – 1600 кг/ч.

- 5-й режим – предпусковой, для медленного прогрева элементов топочного пространства.

- 6-й режим – автономный, для поддержания температуры.

Паропромысловая установка ППУ 1600/100М

Передвижная парогенераторная установка ППУ-1600/100М (рис. 2.55) на шасси «Урал-4320-1912-60» предназначена для удаления насыщенным паром низкого и высокого давления гидратопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах при добыче нефти на промыслах, а также обогрева и мойки автотранспортной

техники, разогрева промышленного, коммунального, бытового, водяного и газового оборудования. Управление работой установки – дистанционное, осуществляется из кабины водителя [15].

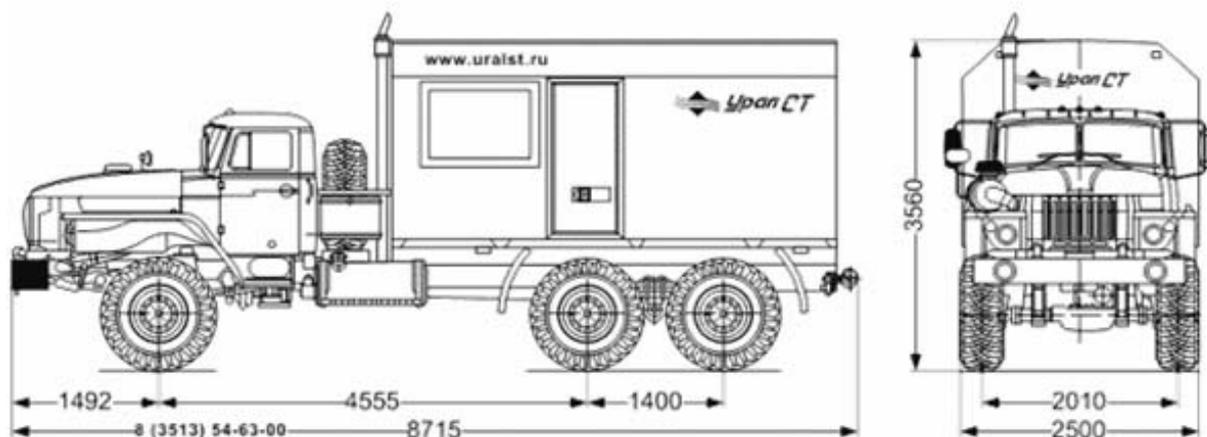


Рис. 2.55. Общий вид установки ППУ 1600/100М

Установка оборудована автоматикой безопасности, предохраняющей от аварийной ситуации при повышении установленных значений давления и температуры пара, погасании факела в топке котла, снижении напора воздуха в воздуховоде, снижении уровня воды в цистерне ниже допустимого, снижении расхода питательной воды.

Также паропромысловая установка ППУ 1600/100М может использоваться:

- для систем отопления жилых помещений и административных зданий;
- пропаривания железнодорожных емкостей;
- разогрева емкостей с нефтепродуктами перед сливом;
- термовлажной обработки железобетонных изделий.

Техническая характеристика установки ППУ 1600/100М:

Нагреваемая среда	вода
Производительность по пару, кг/ч	1600±10%
Давление пара (первый режим /второй режим), МПа	9,81/0,78
Температура пара (первый режим /второй режим), °С	310/17
Теплопроизводительность (расчётная), кДж/ч (ккал/ч)	3929200(940000)/1178760(282000)
Жесткость воды, мкг-экв/кг, не более	10
Расход топлива паровым котлом, кг/ч, не более	110/35
Топливо, используемое для установки	дизельное ГОСТ 305-82
Давление топлива, МПа, не более	1,47/0,59

Вместительность цистерны для воды, м ³	3,6
Время, необходимое для получения пара с момента пуска установки, мин, не более	20
Привод всех механизмов установки от тягового двигателя автомобиля	
Управление установкой	из кабины автомобиля
Наибольшая скорость передвижения установки с полной массой, км/ч	50
Полная масса, кг, не более	18725

Основное оборудование ППУ 1600/100М показано на рис. 2.56. Оборудование установки ППУ 1600/100М размещено на монтажной раме и закрыто металлическим кузовом, предохраняющим оборудование от атмосферных осадков и пыли.

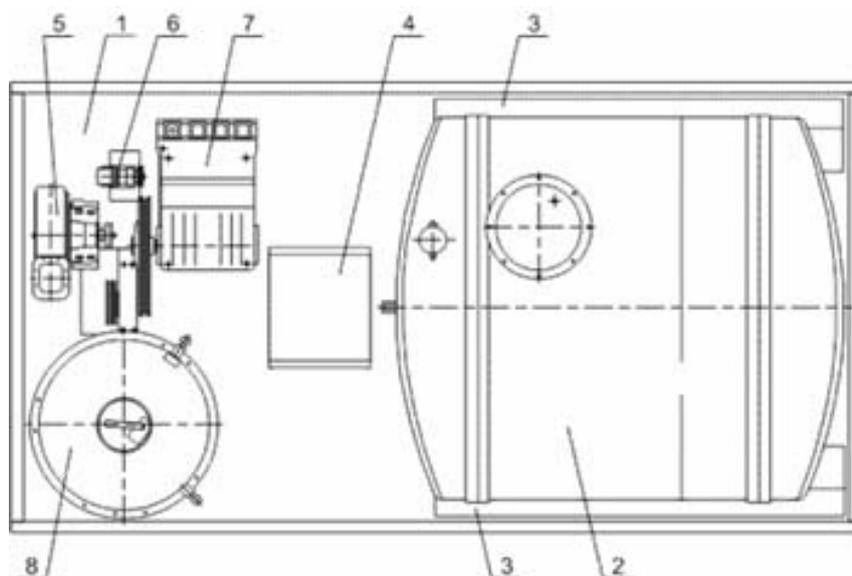


Рис. 2.56. Основное оборудование ППУ 1600/100М: 1 – монтажная платформа ППУ; 2 – цистерна для воды; 3 – бак топливный; 4 – площадка переходная; 5 – вентилятор; 6 – насос топливный; 7 – насос водяной; 8 – парогенератор

Установки ППУ оборудуются новым кунгом, выполненным по технологии «термосэндвич». Внутренняя обшивка фургона изготовлена из оцинкованного профиля, который не окисляется, не подвергается химическому воздействию и одобрен Госсанэпиднадзором России.

Фургон из сэндвичпанелей относится к самым прочным из автофургонов за счет усиленного каркаса, дополнительных внутренних уголков, усиленной платформы с утеплителем 50 мм и монолитных панелей.

В передней части монтажной рамы расположены: паровой котёл (парогенератор, рис. 2.57), вентилятор высокого давления, насосы для закачки воды в котёл; в задней части – ёмкости для воды и топлива.

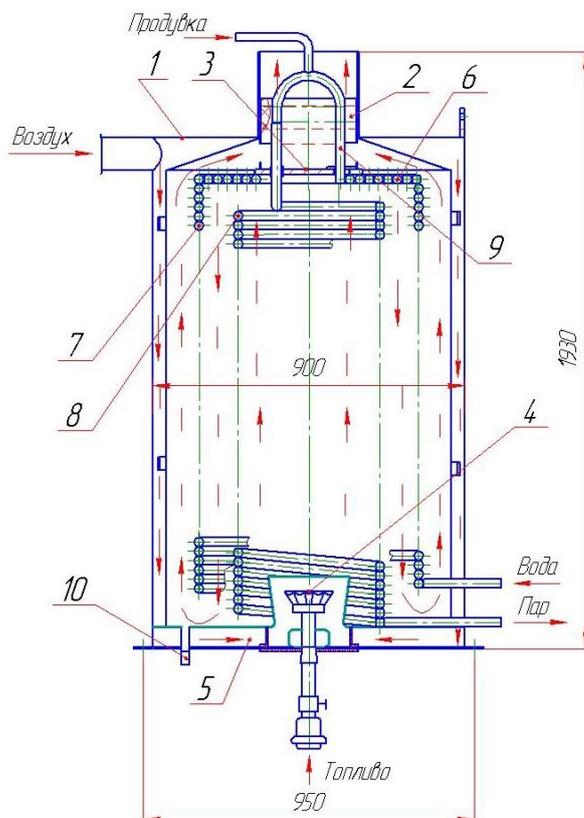


Рис. 2.57. Парогенератор:

- 1 – кожух; 2 – искрогаситель; 3 – крышка; 4 – устройство горелочное;
5 – основание котла; 6 – спираль наружного змеевика; 7 – змеевик наружный;
8 – змеевик внутренний; 9 – петля; 10 – штуцер

Управление работой установки – дистанционное из кабины водителя, в которой расположены: щит приборов; штурвалы регулирующего парового вентиля и вентиля для регулировки количества топлива, подаваемого в топку парового котла; управление заслонкой вентилятора.

Привод оборудования установки осуществляется от тягового двигателя автомобиля через трансмиссию.

Парогенератор ППУ 1600/100М предназначен для преобразования в пар нагнетаемой плунжерным насосом ПТ25Д1М2 воды. Вода из цистерны насосом нагнетается в змеевики котла. Проходя по змеевикам, вода нагревается и превращается в пар.

В паровой промышленной установке ППУ 1600/100М плунжерный насос ПТ25Д1М2 (рис. 2.58) применяется для подачи воды из основной

емкости в паровой котел установки. Вода нагнетается насосом давлением 10 МПа.

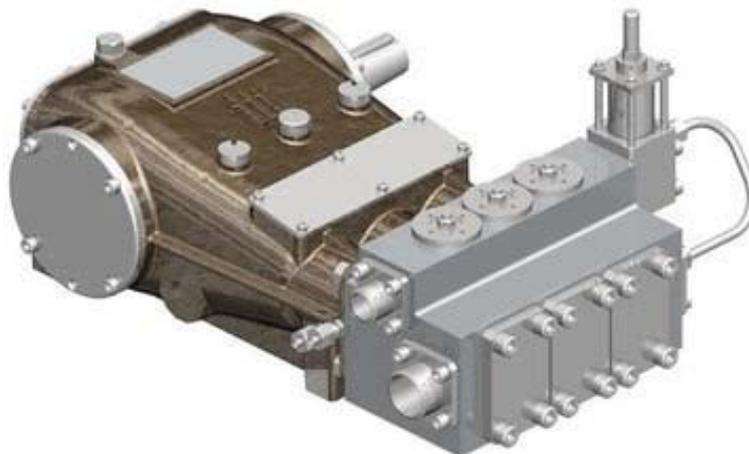


Рис. 2.58. Плунжерный насос

Контрольно-измерительные приборы, применённые в промышленной паровой установке, позволяют контролировать её работу и следить за основными параметрами.

Управление установкой – дистанционное. Приборы контроля за процессом расположены в кабине водителя. Датчики этих приборов находятся в соответствующих технологических линиях. Щит приборов (рис. 2.59) крепится к приборной панели кабины водителя.



Рис. 2.59. Щит управления установкой

На щите размещены приборы, показывающие:

- давление пара;
- температуру пара;

- время наработки;
- давление топлива;
- уровень топлива;
- наличие факела в топке котла.

Кроме перечисленных приборов на щите размещены выключатели, кнопки и сигнальные световые индикаторы:

- температура воды в цистерне « $5\text{ }^{\circ}\text{C} > t > 75\text{ }^{\circ}\text{C}$ »;
- «нижний уровень воды»;
- давление воздуха «Р»;
- давление пара « $\text{min}>P>\text{max}$ »;
- подогрев пара « $t^{\circ}>\text{max}$ »;
- тумблер «ВКЛ щита»;
- индикатор накала спирали;
- предохранитель «Пр 10А»;
- кнопки «Пуск», «Стоп» управления подачей топлива;
- тумблер выключателя датчика Дн-10 «ОТКЛ»;
- выключатель накала спирали.

В технологических линиях установлены приборы контроля и датчики:

- температура пара на выходе котла;
- давление пара на выходе котла;
- давление воды на входе в котёл;
- давление воздуха на входе в котёл;
- наличие факела в топке котла;
- температура воды в цистерне;
- наличие потока в трубопроводе подвода питательной воды в котёл.

Система автоматической защиты при включённом тумблере «ВКЛ щита» обеспечивает нормальный режим работы котла и защищает его в аварийных ситуациях.

Защита осуществляется путём автоматической отсечки дизельного топлива, подаваемого к форсунке, при одновременном включении звукового сигнала.

Защита срабатывает:

- при погасании факела в топке котла;
- отсутствии напора воздуха в воздухопроводе;
- увеличении температуры пара выше нормы;
- достижении уровня воды в цистерне нижнего предела;

- увеличении или снижении давления пара выше или ниже нормы;
- снижении расхода расхода воды ниже допустимого [Фильм 6].

Агрегат для депарафинизации АДПМ-12/150

Агрегаты для депарафинизации скважин используются на нефтепромыслах с целью извлечения из нефтяных продуктов находящегося в скважинах парафина при помощи горячей нефти при температуре окружающей среды от -45 до $+40$ °С.

Агрегат АДПМ-12/150 (рис. 2.60) на шасси автомобиля «Урал-5557» предназначен для нагрева и нагнетания горячей нефти в скважины с целью удаления парафина. В состав агрегата входит нагреватель нефти, нагнетательный насос, вентилятор, трансмиссия, приборы КИП и автоматики, запорная, регулирующая, предохранительная арматура, технологический и вспомогательный трубопроводы и всасывающие рукава.



Рис. 2.60. Агрегат депарафинизации АДПМ-12/150

Все механизмы и устройства расположены на монтажной раме. Привод механизмов агрегата – от тягового двигателя автомобиля. Наличие вспомогательных трубопроводов дает возможность быстро подключить агрегат к скважине и емкости с нефтью.

Агрегат легко запускается в работу, нефть нагревается до установленной температуры за 20 минут с момента пуска. Агрегат прост по конструкции, имеет хороший доступ к оборудованию и механизмам, единый пульт управления, удобен в эксплуатации. Монтируется на базе шасси «Урал», КамАЗ, КрАЗ.

Техническая характеристика агрегата АДПМ-12/150:

Производительность по нефти, кг/ч	12000
Максимальная температура нагрева нефти, °С	150
Время нагрева нефти до рабочей температуры, мин	20
Время работы в автономном режиме, ч	7,5
Максимальное давление, кг/см ²	160
Топливо для нагревателя	дизельное
Теплопроизводительность, ккал/ч	940000
Базовое шасси	«Урал-5557»
Кабина	цельнометаллическая трехместная, оборудована средствами термошумоизоляции, системой вентиляции и отопления, регулируемым сиденьем водителя
Двигатель	ЯМЗ-236НЕ2 (Евро-2)
Номинальная мощность двигателя, кВт	169
Рабочий объем двигателя, дм ³	11,15
Передняя подвеска	на двух полуэллиптических рессорах с гидравлическими амортизаторами
Задняя подвеска	балансирная с реактивными штангами
Коробка передач	механическая пятиступенчатая
Раздаточная коробка	механическая двухступенчатая с блокируемым межосевым дифференциалом
Сцепление	фрикционное однодисковое
Карданная передача	открытая с шарнирами на игольчатых подшипниках
Рулевое управление	с гидроусилителем двухстороннего действия
Рабочая тормозная система	барабанного типа с пневмогидравлическим приводом
Вспомогательная тормозная система	тормоз-замедлитель моторного типа
Стояночная тормозная система	тормозной механизм барабанного типа
Вместимость топливного бака, дм ³	300
Максимальная скорость, км/ч	70
Полная масса, кг	13950
Габаритные размеры, мм	8400x2500x3400

Основные узлы агрегата показаны на рис. 2.61.

Принцип работы агрегата АДПМ-12/150 заключается в следующем. Через всасывающий рукав, подключенный к автоцистерне или промышленной емкости, нефть забирается плунжерным насосом высо-

кого давления агрегата АДПМ и подается в нагреватель (котел), где нагревается до необходимой температуры. Нагретая нефть через вспомогательные трубопроводы нагнетается в скважину, где расплавляет имеющиеся отложения парафина. Управление и контроль за работой агрегата АДПМ осуществляются из кабины водителя.

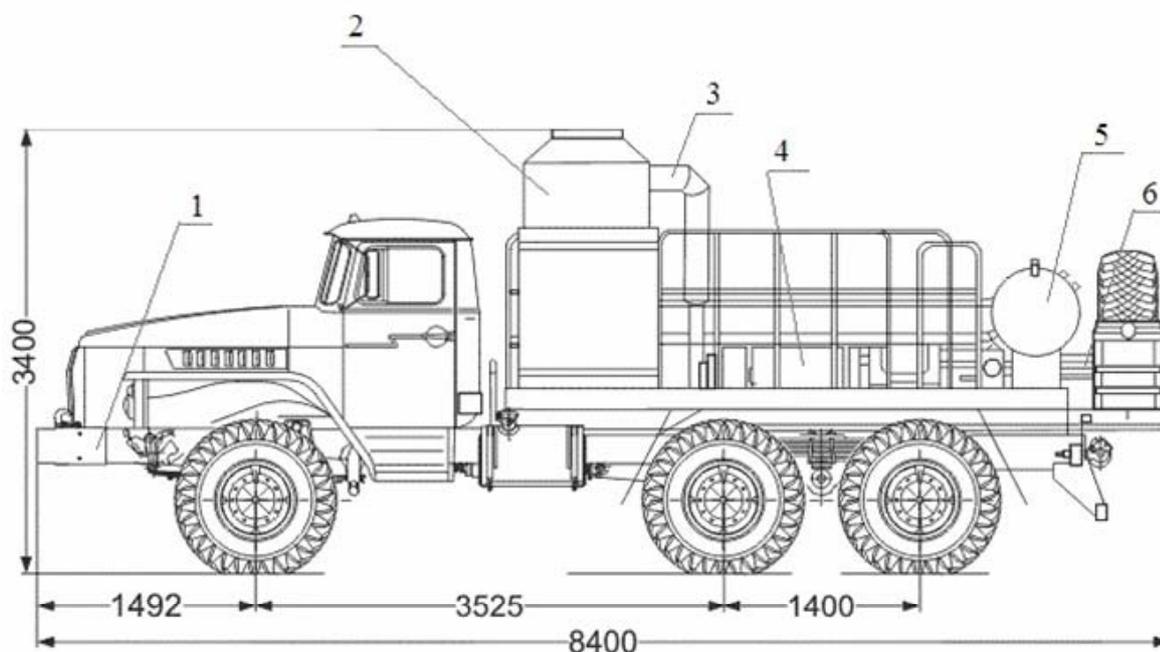


Рис. 2.61. Основные узлы агрегата депарафинизации АДПМ-12/150:
1 – шасси ; 2 – нагреватель (котел); 3 – трубопровод; 4 – трансмиссия;
5 – топливная система; 6 – трубопроводы вспомогательные

Нагреватель (котел, рис. 2.62) предназначен для нагрева нефти до температуры $+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении 16 МПа.

Нагреватель смонтирован на основании 1, которое болтами крепится к платформе агрегата.

Поверхность нагрева включает в себя змеевики: внутренний 2 и наружный 3, соединённые последовательно перемычкой. Диаметр внутреннего змеевика – 700 мм, а наружного – 890 мм. Змеевики выполнены из трубы котельной 42×4 ТУ 14-3Р-55-2001. Материал трубы – сталь 20.

Змеевики установлены в стаканы, один из которых представляет собой ряд опор, которые болтами крепятся к основанию нагревателя.

Змеевики нагревателя заключены в сваренный из листов кожух 7, состоящий из внутреннего и наружного кожухов и крышки. В верхнюю часть кожуха вварен патрубок 4 для подвода воздуха от вентилятора, а в основании выполнены отверстия для прохода воздуха к

горелочному устройству. Снаружи нагреватель ограждён защитным кожухом.

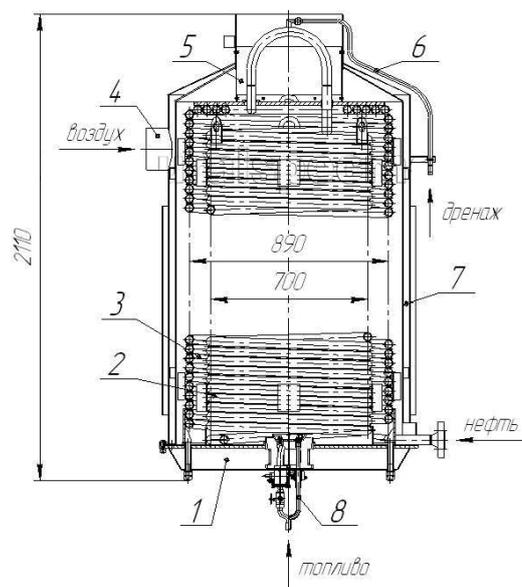


Рис. 2.62. Котел для АДПМ:

1 – основание; 2 – змеевик внутренний; 3 – змеевик наружный; 4 – воздуховод; 5 – искрогаситель; 6 – трубопровод дренажный; 7 – кожух; 8 – устройство горелочное

В нижней части нагреватель футерован огнеупорной прокладкой. В верхней части отверстие спирального змеевика перекрыто заглушкой, представляющей собой стальную плиту толщиной 16 мм.

Труба нагревателя закрывается крышкой, которая открывается посредством рукоятки. Для предупреждения открывания крышки во время транспортирования агрегата предусмотрено стопорное устройство.

Штуцер в нижней части основания служит для подвода инертного газа в топку нагревателя, а патрубки, закрываемые заглушками, служат для промывки стенок змеевиков нагревателя.

Трубопровод 6 служит для подвода воздуха из пневмосистемы автомобиля для обеспечения полного дренажа змеевиков нагревателя.

В нижней части нагревателя имеется люк, в который вмонтировано горелочное устройство 8 двухфорсуночное механического типа.

Топливо через трубопровод 1 подходит к форсункам, получает тангенциальное ускорение и через сопла форсунок подаётся в топку нагревателя. Диаметр прохода сопла – 0,8 мм.

Запальное устройство включает в себя нихромовую спираль 4, закреплённую на стабилизаторе, и электрод с изолятором, к которому подводится питание от электросистемы агрегата.

Трубопровод 1 и запальное устройство закреплены в основании 8, относительно которого могут перемещаться. Крепление в нужном положении осуществляется болтами. В основании имеется окно для визуального контроля за наличием пламени в топке нагревателя.

Нефть поступает в наружный змеевик нагревателя через впускной патрубок, поднимается в спиральный змеевик и через перемычку поступает во внутренний змеевик 2, движется по нему вниз и через выпускной патрубок выводится наружу.

Дымовые газы, образовавшиеся в результате сгорания топлива, поднимаются в верхнюю часть нагревателя, поступают в кольцевой зазор, образованный змеевиками нагревателя, опускаются в нижнюю часть и по кольцевому зазору, образованному внутренней стенкой кожуха и наружным змеевиком, проходят через сетчатый искрогаситель 5 и выбрасываются наружу [Фильм 3].

2.6. Колтюбинговые установки

В настоящее время во всем мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин все большую популярность приобретает использование колтюбинговых установок. Благодаря своим высоким эксплуатационным качествам, легкой приспособляемости к работе и преимуществам экологического характера, колтюбинг из обычного инструмента для очистки скважин в прошлом становится в последние годы эффективным средством решения множества задач при выполнении нефтегазовых операций. Эти достоинства колтюбинга, в свою очередь, сказываются на экономических показателях, обеспечивая существенную экономию затрат.

Сервисное обслуживание скважин с помощью колтюбинговой установки применяют многие российские нефтегазовые компании, что подтверждает их значимость в настоящее время.

Особенно актуальным является применение колтюбинговых технологий при бурении горизонтальных скважин [Фильм 14].

Привлекательность новой техники и технологии заключается прежде всего в выполнении любых операций от спуско-подъемных до бурения и подъема продукции пласта. Главным преимуществом сервисных работ с помощью колтюбинговой установки является их проведение без нарушения (остановки) режима эксплуатации скважины. То есть капитальные и текущие ремонтные работы выполняются без глушения скважин и без трудоемких операций подъема, раскручивания свечей колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) [21].

Области применения колтюбинга достаточно разнообразны. Сервисное обслуживание скважин включает в себя: разбуривание в полости скважины, ловильные работы, воздействие на призабойную зону пласта, установку цементной пробки, очистку забоя скважин от песка, установку гравийных фильтров.

При использовании колтюбинговой технологии обеспечивается безопасность проведения спуско-подъемных операций. Дело в том, что в данном случае не нужно осуществлять свинчивание/развинчивание резьбовых соединений и перемещать насосно-компрессорные трубы (НКТ) на мостки. Кроме того, время, требуемое на спуск и подъем внутрискважинного оборудования на проектную глубину, сокращается.

Еще одним важным достоинством этой технологии бурения является обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнения операций подземного ремонта в горизонтальных и сильно искривленных скважинах. Очистка стволов скважины является дополнительной работой, направленной на подготовку к бурению методом колтюбинга или освобождению ствола от песка. При этом колтюбинговый агрегат совершает возвратно-поступательные движения на определенное расстояние внутри ствола. Для очистки ствола от твердых тел необходимо выбрать оптимальную скорость движения чистящего агрегата в соответствии с рабочим режимом [Фильм 12].

Колтюбинговые установки легкого класса



Рис. 2.63. Общий вид колтюбинговой установки МК10Т-10

Установки колтюбинговые лёгкого класса предназначены для проведения спуско-подъемных технологических операций с использованием безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) при капитальном, текущем ремонте и интенсификации нефтяных и газовых скважин на малых и средних глубинах (ликвидации гидратных, парафинистых, песчаных отложений и пробок, кислотной обработке призабойной зоны и так далее), без их глушения при давлении на герметизирующем устье до 70 МПа (рис. 2.63, 2.64).

Техническая характеристика установки МК10Т-10:

Шасси	МАЗ (6х6)
Двигатель	ЯМЗ-7511
Мощность двигателя, кВт	294
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	120
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9 – 4,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т	6
Диаметр БДТ, мм	19,05 – 38,1
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	2500



Рис. 2.64. Общий вид колтюбинговой установки МК10Т-30

Техническая характеристика установки МК10Т-30:

Шасси	МАЗ (6х6)
Двигатель	КамаЗ 740.63-400
Мощность двигателя, кВт	294
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	120
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9 – 4,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т	6
Диаметр БДТ, мм	19,05 – 38,1
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	2500

Колтюбинговые установки среднего класса

Установки колтюбинговые среднего класса предназначены для проведения спуско-подъёмных и технологических операций с использованием безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) при капитальном, текущем ремонте и интенсификации нефтяных и газовых скважин на средних и больших глубинах (ликвидации гидратных, парафинистых, песчаных отложений и пробок, кислотной обработки призабойной зоны и так далее), без их глушения при давлении на герметизирующем устье до 70 МПа (рис. 2.65, 2.66).



Рис. 2.65. Общий вид колтюбинговой установки МК20Т-10

Техническая характеристика установки МК20Т-10:

Шасси	МЗКТ (8x8)
Двигатель	ЯМЗ-7511
Мощность двигателя, кВт	294
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	272
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9 – 4,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т	6
Диаметр БДТ, мм	19,05 – 44,45
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	4200



Рис. 2.66. Общий вид колтюбинговой установки МК20Т-50

Техническая характеристика установки МК20Т-50:

Шасси	МЗКТ (8x8)
Двигатель	ЯМЗ-7511
Мощность двигателя, кВт	294
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	272
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9 – 4,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т	10
Диаметр БДТ, мм	19,05 – 44,45
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	4200

Колтюбинговые установки тяжелого класса

Установки колтюбинговые тяжёлого класса предназначены для проведения спуско-подъёмных и технологических операций с использованием безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) при капитальном, текущем ремонте и интенсификации нефтяных и газовых скважин на средних и больших глубинах (ликвидации гидратных, парафинистых, песчаных отложений и пробок, кислотной обработки призабойной зоны и так далее), без их глушения при давлении на герметизирующем устье до 70 МПа, а также для выполнения операций по бурению боковых стволов и горизонтальных скважин и гидравлического разрыва пласта. Изготовитель СЗАО «Фидмаш» (рис. 2.67, 2.68, 2.69).

Техническая характеристика колтюбинговой установки МК30Т:

Транспортная база	полуприцеп
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	360

Скорость подачи БДТ, м/мин	0,6 – 48
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Диаметр БДТ, мм	38,1 – 60,3
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	3150



Рис. 2.67. Общий вид колтюбинговой установки МК30Т



Рис. 2.68. Общий вид колтюбинговой установки МК30Т-10

Техническая характеристика установки МК30Т-10:

Шасси	МЗКТ (10х10)
Двигатель	ЯМЗ-7511
Мощность двигателя, кВт	294
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	272
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9 – 50,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т	10
Диаметр БДТ, мм	19,05 – 44,45
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	до 6200



Рис. 2.69. Общий вид колтюбинговой установки МК30Т-20

Техническая характеристика колтюбинговой установки МК30Т-

20:

Шасси	МЗКТ (10х10)
Двигатель	ЯМЗ-7511
Мощность двигателя, кВт	294
Максимальное тяговое усилие инжектора, кН	272
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9 – 50,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Диаметр БДТ, мм	19,05 – 44,45
Емкость узла намотки для БДТ 38,1 мм, м	до 6200

Общая схема колтюбинговых установок

Колтюбинговая установка (рис. 2.70, 2.71) содержит транспортную базу, на раме которой смонтирована платформа.

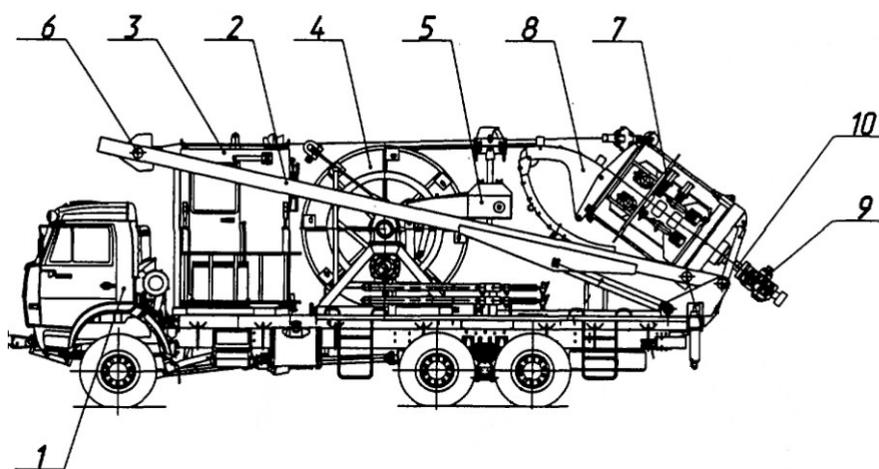


Рис. 2.70. Общий вид установки сбоку в транспортном положении:
 1 – транспортная база; 2 – П-образная мачта; 3 – кабина оператора;
 4 – барабан для намотки гибкой непрерывной трубы; 5 – трубоукладчик;
 6 – ось П-образной мачты; 7 – инжектор; 8 – направляющая дуга;
 9 – блок превенторов; 10 – герметизатор устья скважины

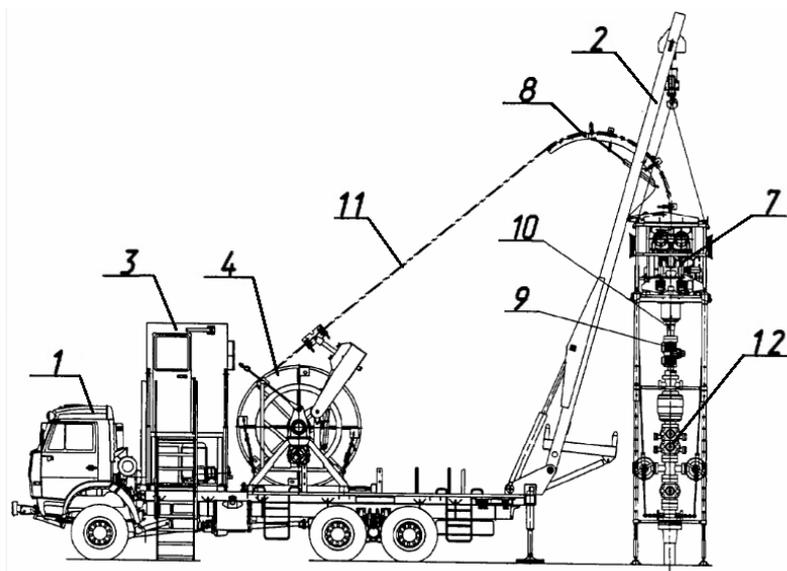


Рис. 2.71. Общий вид установки сбоку в рабочем положении:
 1 – транспортная база; 2 – П-образная мачта; 3 – кабина оператора;
 4 – барабан для намотки гибкой непрерывной трубы; 7 – инжектор;
 8 – направляющая дуга; 9 – блок превенторов; 10 – герметизатор устья скважины;
 11 – гибкая непрерывная труба; 12 – устьевое оборудование

На платформе расположены кабина оператора, барабан для намотки гибкой трубы, инжектор, направляющая дуга, редуктор приво-

да насосов, герметизатор устья скважины, противовыбросовое оборудование, П-образная мачта, шарнирно соединенная в кормовой части с платформой.

Барабан для намотки трубы и кабина оператора в транспортном положении расположены между стойками П-образной мачты, а инжектор установлен на площадке, расположенной в нижней части П-образной мачты.

Площадка одними концами шарнирно закреплена на стойках мачты, а другими связана через тяги с кормовой частью платформы. В верхней части мачты расположен механизм центрирования с крюковой подвеской, выполненный в виде двух направляющих и каретки с роликами, связанной с гидроцилиндром. Направляющая дуга жестко связана с инжектором и выполнена в виде двух секций, шарнирно соединенных между собой, при этом секции снабжены гидроприводом, что обеспечивает их поворот относительно друг друга и позволяет складываться при транспортировании.

Конструкция основных узлов колтюбинговой установки

Барабан намотки БДТ

Общий вид барабана намотки БДТ показан на рис. 2.72 [21].



Рис. 2.72. Общий вид барабана намотки гибкой трубы

В комплект барабана БДТ для гибкой трубы входит и ее укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при ее разматывании и наматывании (рис.2.73). 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.

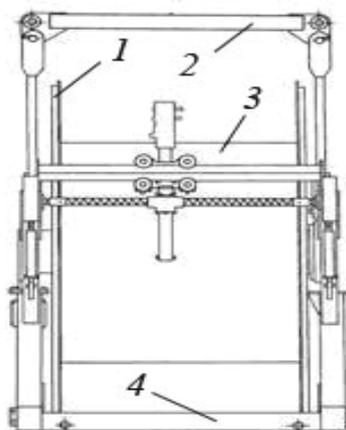


Рис. 2.73. Укладчик гибкой трубы:

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, 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.

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

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

Инжектор (механизм подачи БДТ)

Инжектор предназначен для спуска и подъема БДТ в нефтяные и газовые скважины (рис.2.74).

Техническая характеристика инжектора:

Максимальное тяговое усилие, кН	450
Максимальное толкающее усилие, кН	200
Диаметр БДТ, подаваемой инжектором, мм	50,8 – 73
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,3 – 48



Рис. 2.74. Общий вид инжектора

Установка для перематки трубы

Установка для перематки трубы предназначена для смотки-намотки БДТ диаметром до 88,9 мм с узла намотки (барабана) колтюбинговых установок для замены изношенной или поврежденной трубы (рис. 2.75).

Техническая характеристика установки для перематки трубы:

Диаметр перематываемых труб, мм	33,5; 38,1; 42,3
Привод	гидравлический
Максимальное давление, МПа	25
Емкость барабана:	
при диаметре 33,5 мм	5000
при диаметре 38,1 мм	4800
при диаметре 42,3 мм	3000
Габаритные размеры барабана:	
наружный диаметр, мм	3200
диаметр сердечника (бочки) барабана, мм	1700

ширина между ребрами, мм	1500
Габаритные размеры установки, мм	3200x3000x3250
Масса полная, кг, не более	3000



Рис. 2.75. Установка для перемотки трубы

Гибкая труба

В настоящее время большинство гибких труб изготавливают из малоуглеродистой, низколегированной и нержавеющей стали, химический состав которой приведен в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Химический состав БДТ

Химический элемент	Si	Cr	Cu	Ni
Содержание элемента, %	0,3 – 0,5	0,55 – 0,7	0,2 – 0,4	Не более 0,25

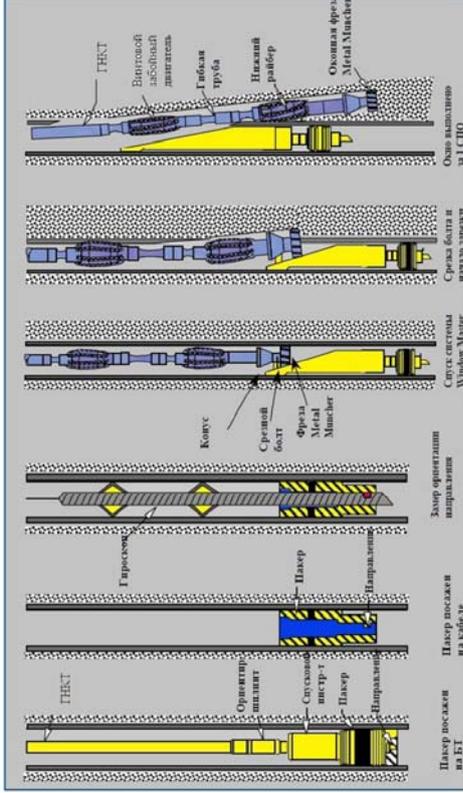
Улучшение прочностных показателей трубы может быть достигнуто за счет использования высокопрочных низколегированных сталей, подвергаемых термообработке, включающей закалку и отпуск. Химический состав сталей с содержанием хрома и молибдена обеспечивает способность стали принимать закалку.

Область применения колтюбинговой установки

Колтюбинговые установки используют для разбуривания полости скважин и удаления цементного камня, оставшегося после цементирования скважин, цементных мостов, остатков цемента, который успел затвердеть до того, как раствор был вымыт из полости труб, для удаления плотных пробок из песка, парафина и кристаллогидратов, а также для бурения боковых и горизонтальных отводов эксплуатационной скважины (рис. 2.76 – 2.84) [Фильм 13].



Колдобинговая установка



Зарезка бокового ствола



Колонна
Отклонитель

Комплект фрез для гибких НКТ

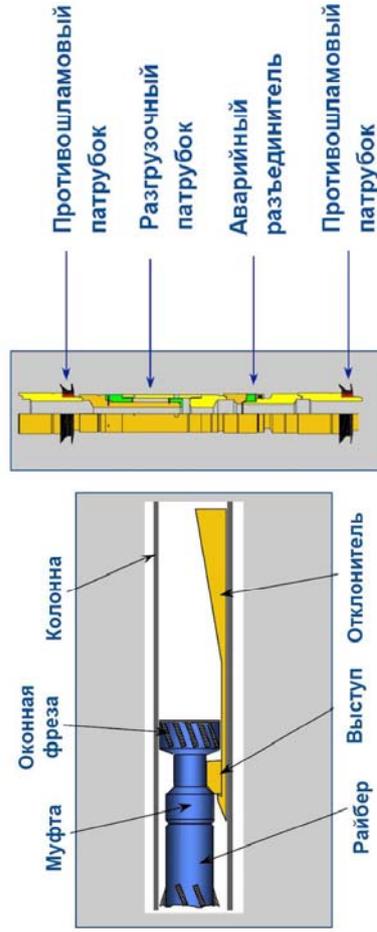


Рис. 2.76. Использование колдобинговой установки для зарезки боковых отводов

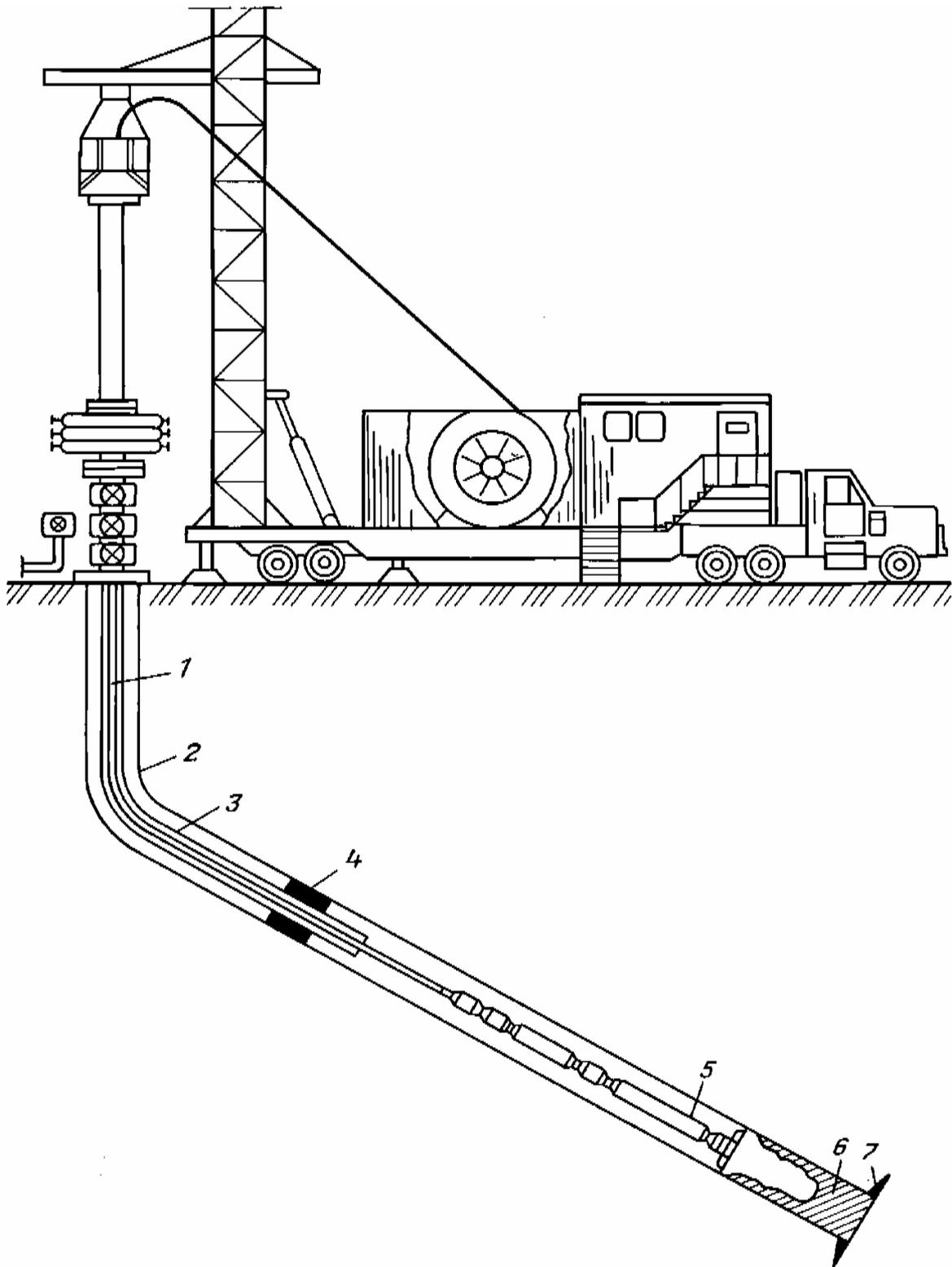


Рис. 2.77. Схема расположения оборудования для разбуривания боковых отводов:
 1 – колонна гибких труб, 2 – колонна эксплуатационная;
 3 – колонна насосно-компрессорных труб; 4 – пакер;
 5 – забойный двигатель с породоразрушающим инструментом;
 6 – разрушаемая цементная или плотная песчаная пробка; 7 – забой скважины

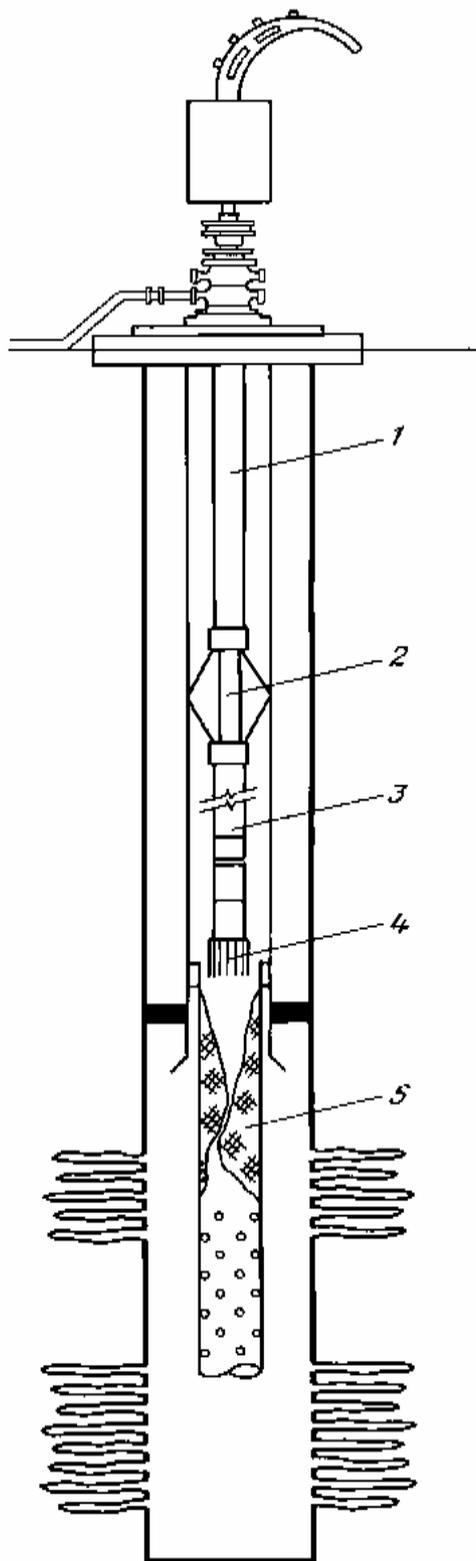


Рис. 2.78. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при разбурировании пробок в полости лифтовых труб:
 1 – колонна гибких труб; 2 – стабилизатор (центратор); 3 – забойный двигатель;
 4 – породоразрушающий инструмент (долото истирающего типа);
 5 – разрушаемая пробка (остатки цемента или плотная песчаная пробка)

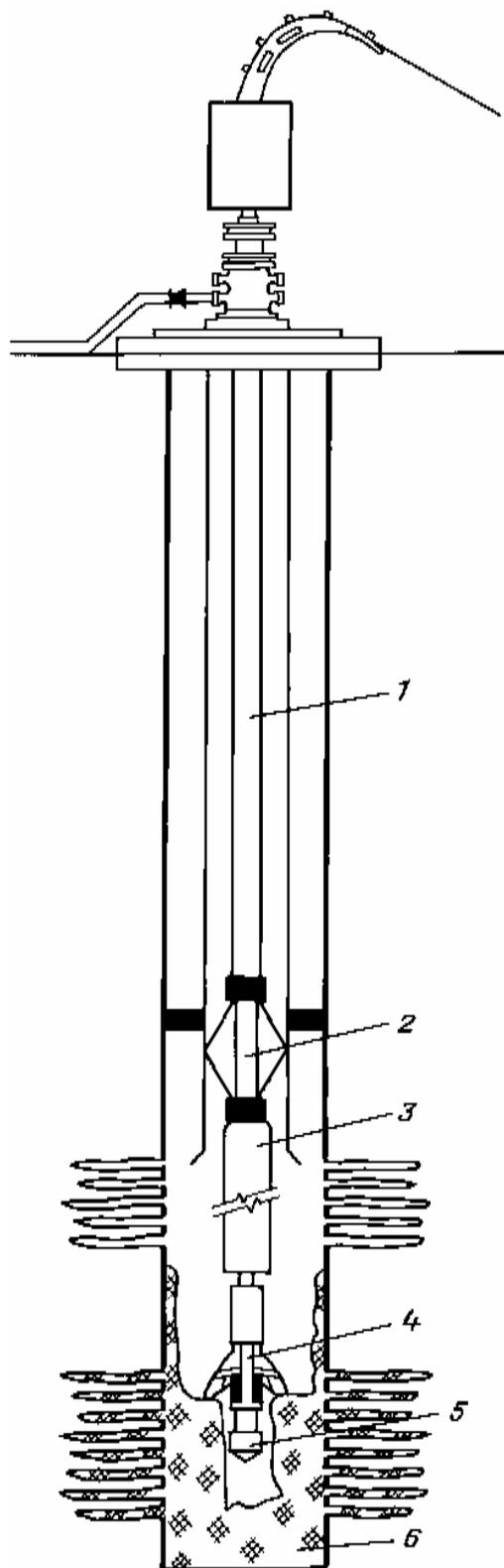


Рис. 2.79. Схема внутрискважинного оборудования,
применяемого при работе с расширителем:

1 – колонна гибких труб; 2 – стабилизатор (центратор); 3 – забойный двигатель;
4 – расширитель; 5 – направляющее (пилотное) долото; 6 – разрушаемая пробка

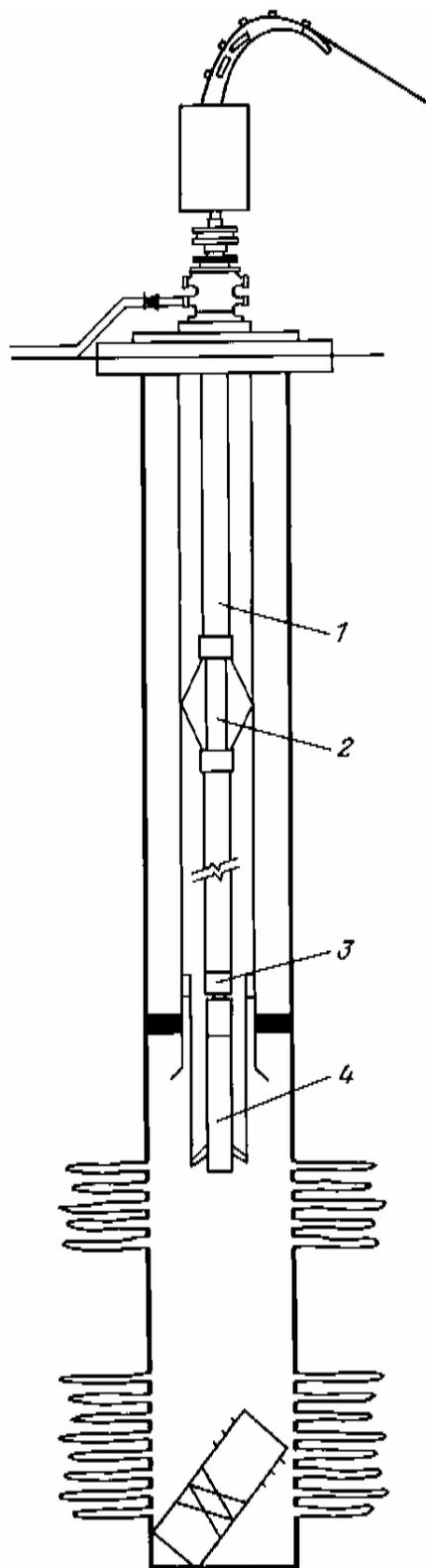


Рис. 2.80. Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при работе с механическим резак:
1 – колонна гибких труб; 2 – стабилизатор (центратор);
3 – забойный двигатель; 4 – резак

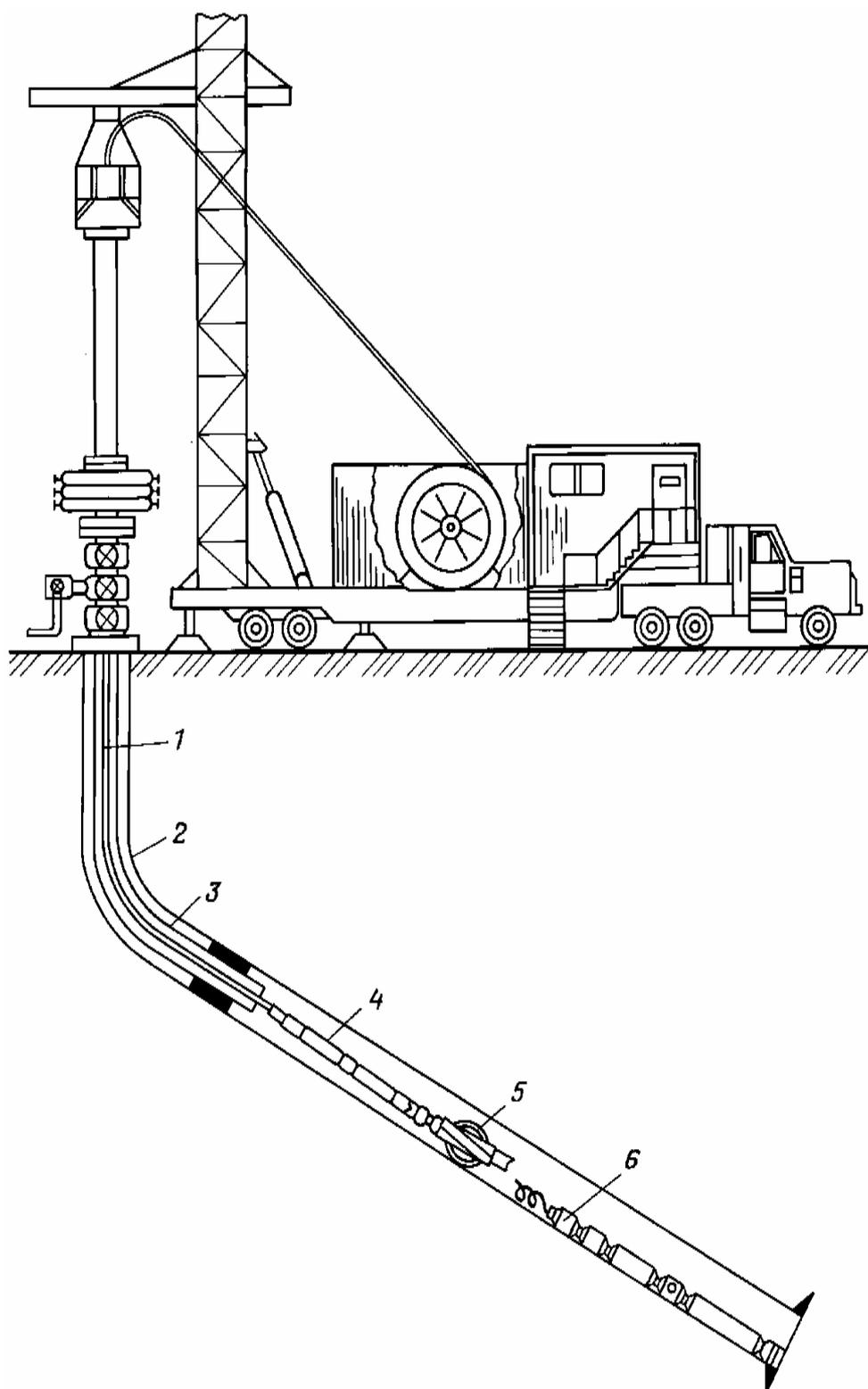


Рис. 2.81. Оборудование, применяемое при ловильных работах:
 1 – колонна гибких труб; 2 – колонна эксплуатационная;
 3 – колонна насосно-компрессорных труб; 4 – забойный двигатель;
 5 – ловильный инструмент; 6 – извлекаемый из скважины предмет

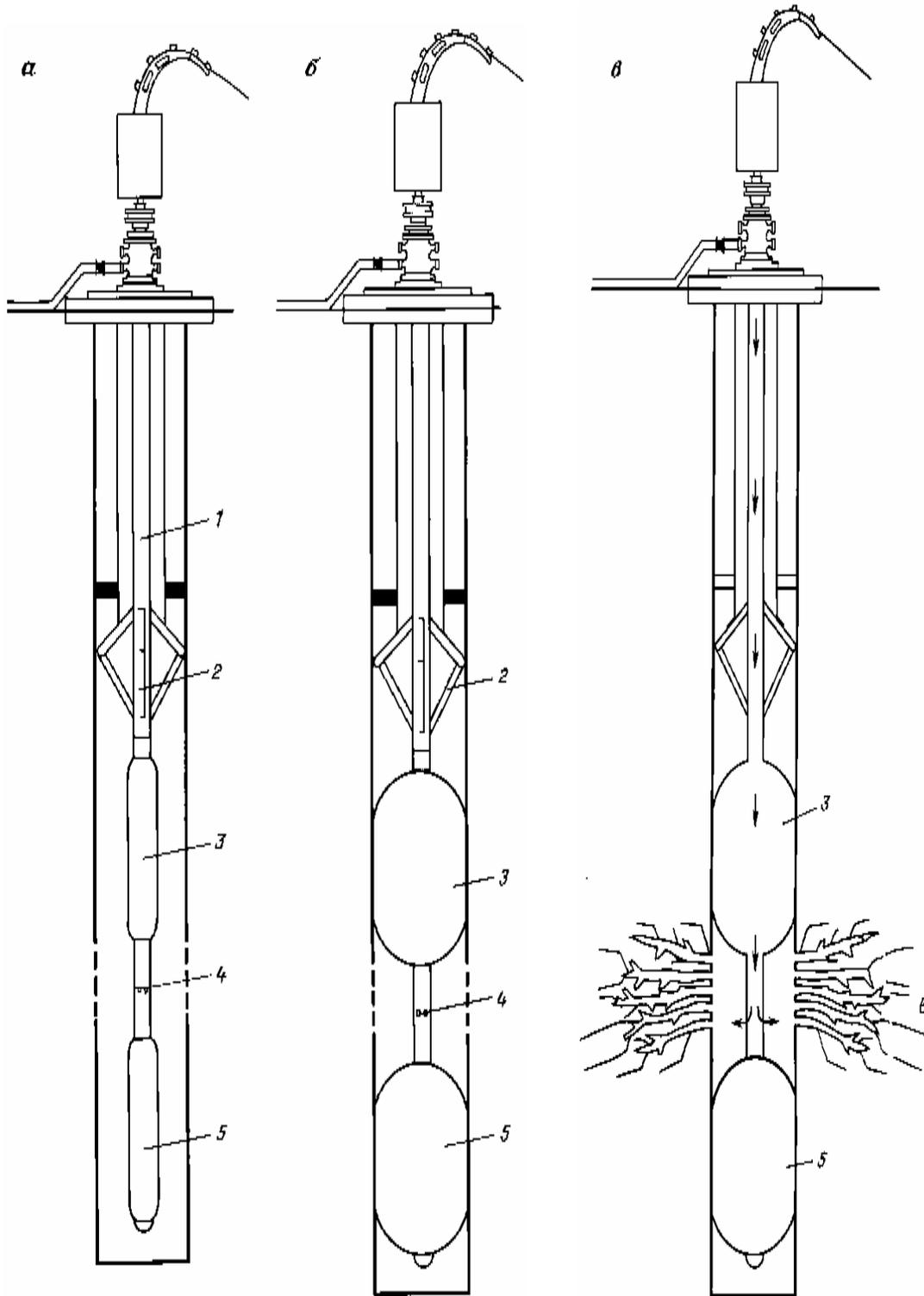


Рис. 2.82. Схема внутрискважинного оборудования, содержащего двоянный пакер, в транспортном (а) и рабочем (б) положениях, а также при проведении процесса воздействия (в):
 1 – колонна гибких труб; 2 – локатор, установленный на КГТ; 3 – верхний пакер;
 4 – соединительный патрубок с отверстиями; 5 – нижний пакер;
 6 – призабойная зона пласта, подвергаемая воздействию

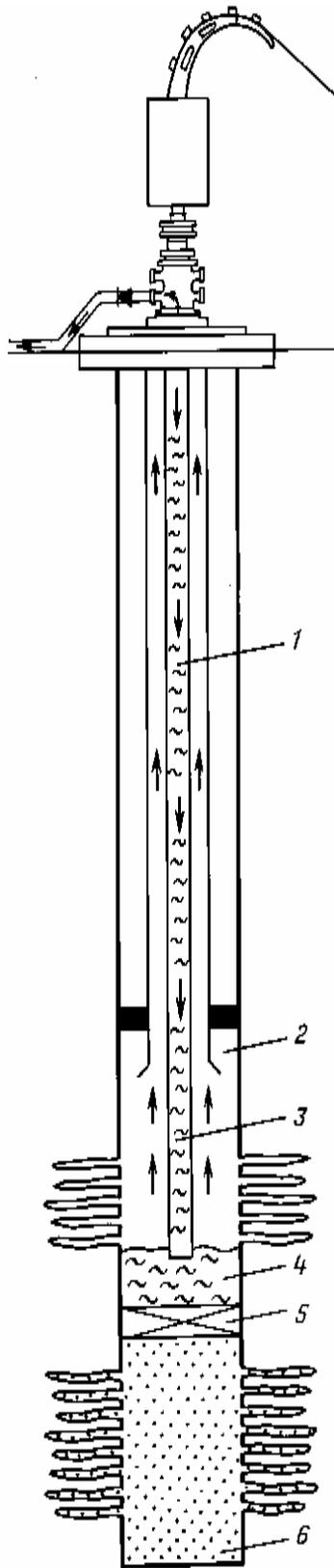


Рис. 2.83. Схема внутрискважинного оборудования при установке цементной пробки:
 1 – вода; 2 – жидкость, вытесняемая из скважины; 3 – цемент, закачиваемый по КГТ,
 4 – цемент, доставленный в скважину; 5 – пробка; 6 – пластовая жидкость

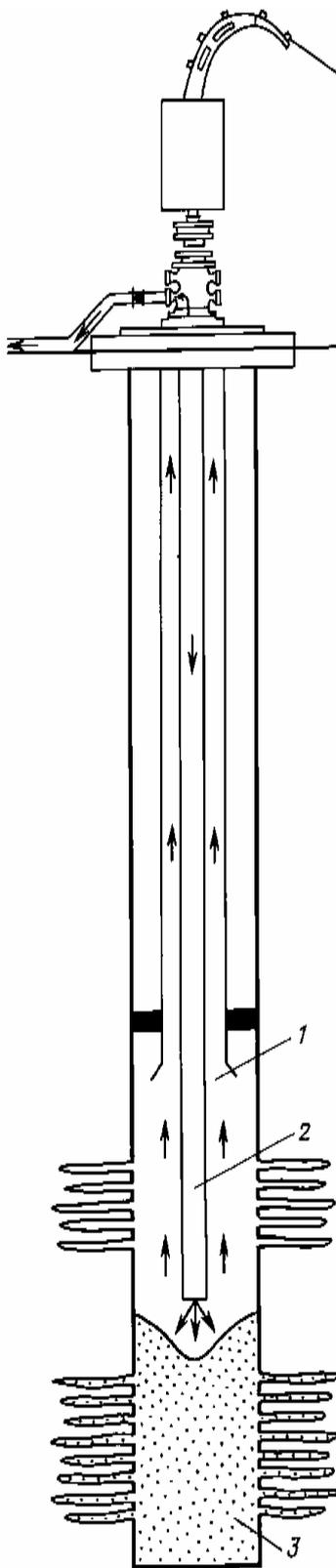


Рис. 2.84. Схема внутрискважинного оборудования при промывке забоя скважины:
1 – жидкость с частицами песка, поднимающаяся на поверхность;
2 – полимерный гель, закачиваемый в скважину; 3 – песок

2.7. Установки для нагнетания газов

Необходимым условием высококачественного крепления и разобщения продуктивных горизонтов особенно в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) является правильно подобранный состав тампонажного раствора в сочетании с технико-технологическим оборудованием.

Использование минеральных облегчающих добавок способствует снижению плотности цементного раствора с 1860 до 1400 кг/м³. Для условий АНПД необходимо применение тампонажных растворов плотностью ниже 1400 кг/м³.

Получение тампонажных растворов такой плотности возможно за счет аэрирования тампонажных композиций. Применение инертных газообразных веществ и их смесей с тампонажными растворами позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы. Высокая эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием инертных газов обусловлена их физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процесса цементирования. В этом отношении наиболее перспективно использование азота.

Газообразный азот взрывобезопасен, слабо растворим в нефти и воде, его растворимость с изменением температуры незначительна; взаимодействие азота с углеводородами продуктивного интервала в дальнейшем способствует уменьшению сроков освоения скважины, т.к. уменьшается вязкость и динамическое напряжение сдвига нефти; азот в тампонажном растворе сохраняет газообразное состояние; при давлении до 30 МПа сжатие азота происходит практически без отклонений от законов идеальных газов, что обусловлено его критическими параметрами; фильтрация азотонаполненных тампонажных систем (АТС) через пористую среду проходит при более высоких давлениях.

При добавлении азота в облегченный микросферами тампонажный раствор возможно снижение плотности до 1180 кг/м³ вследствие заполнения газом полости микросфер. Это дает возможность отказа от применения ПАВ (поверхностно-активных веществ) в качестве связывающего газового компонента, что позволит более четко контролировать параметры аэрации, кратность (вспениваемость) цементного раствора.

Для проведения данных работ используют машины специального назначения, такие как УНГ и азотно-компрессорные установки.

Установка нагнетания газов УНГ 8/15

Установка нагнетания газов УНГ 8/15 (рис. 2.85, 2.86) предназначена для выполнения технологических внутрискважинных и внутритрубных операций с использованием газов, исключающих возможность образования пожаро- и взрывоопасных смесей в углеводородной среде, а также для нагнетания технологических жидкостей [57].

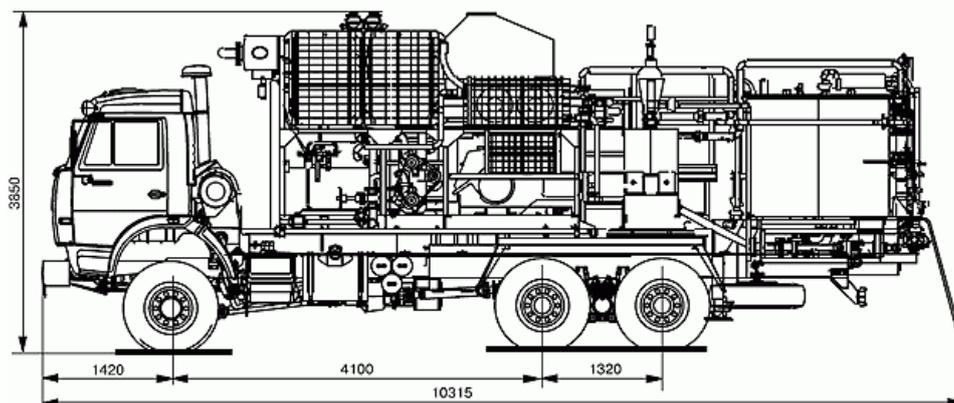


Рис. 2.85. Габариты установки нагнетания газов УНГ 8/15



Рис. 2.86. Общий вид установки нагнетания газов УНГ 8/15

Установку можно использовать при проведении технологических операций: строительства, эксплуатации и капитального ремонта скважин на нефть, газ, воду и пар, в том числе:

- понижение уровня жидкости в скважинах для вызова и интенсификации притока флюида или испытания герметичности обсадных колонн;
- опрессовка воздухом или газом устьевого обвязки и трубопроводов, в том числе и магистральных;

– аэрирование или газирование промывочных жидкостей, нагнетание газожидкостных смесей, в том числе пен и пенокислотных растворов (совместно с кислотным агрегатом), при бурении и ремонте скважин;

– пенокислотная обработка призабойной зоны пласта, извлечение песка и незакрепленного проппанта после гидроразрыва пласта с использованием газожидкостных смесей, в том числе пен;

– закачка и перекачка промысловых жидкостей и газожидкостных смесей, содержащих природный, попутный или факельный газ;

– вскрытие продуктивных пластов и цементирование обсадных колонн с использованием газожидкостных смесей, в том числе пен.

Установка обеспечивает пожаро- и взрывобезопасные условия внутри скважин и трубопроводов при контакте нагнетаемого газожидкостного состава с углеводородной средой.

Техническая характеристика установки нагнетания газов УНГ 8/15:

Подаваемая смесь	инертная газовая или газожидкостная смесь
Содержание кислорода в газовой смеси (регулируется), %	5 – 10
Производительность установки (приведенная к нормальным условиям) по инертному газу, сгенерированному самой установкой, $\text{м}^3/\text{мин}$	8 – 10
Производительность бустерного режима (по условиям всасывания) при наличии внешнего источника инертного газа, $\text{м}^3/\text{мин}$	0,9
Производительность насосного режима при нагнетании жидкости, $\text{дм}^3/\text{с}$	23
Максимальное давление нагнетания жидкости, МПа	15 – 25
Суммарная потребляемая мощность установки в режиме двухкаскадного сжатия (при отсутствии внешнего источника), кВт	250
Потребляемая мощность установки в бустерном режиме (при наличии внешнего источника), кВт	108
Способ получения смеси	газогенератор
Полная масса установки, не более, кг	24500
Габаритные размеры, мм	10315x2500x3850
Максимальная скорость, км/ч	80
Базовое шасси	КамАЗ-53228
Двигатель	740.31(Евро-2) дизельный с турбонаддувом и ОНВ
Максимальная мощность, кВт, при 2200 об/мин	176
Насос газобустерный	НПЦ-32

Основное оборудование установки нагнетания газов УНГ 8/15

Основные узлы и агрегаты установки нагнетания газов УНГ 8/15 показаны на рис. 2.87

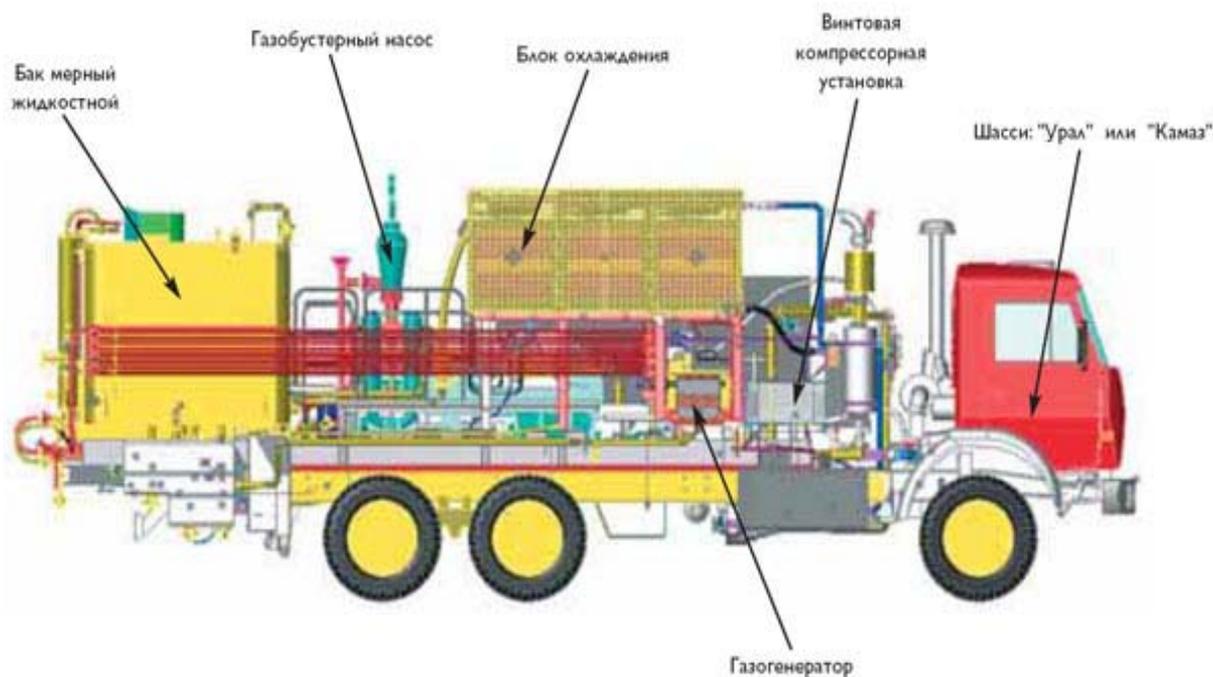


Рис. 2.87. Основное оборудование установки нагнетания газов УНГ 8/15

Насос НПС-32 (рис. 2.88, 2.89) двухпоршневой, горизонтальный, двойного действия после оснащения бустерным устройством БУ-9Т предназначен для нагнетания газожидкостных смесей. Состоит из двух основных частей – гидравлической и приводной. Гидравлическая часть насоса – сварная, состоит из двух половин. Насос имеет 4 всасывающих и 4 нагнетательных клапана. Всасывающие клапаны могут иметь различную конструкцию.

Бустерное устройство БУ-9Т, смонтированное на насосе, состоит из 4-х компрессионных камер, установленных в клапанную коробку взамен крышек клапанов, газового коллектора, газопроводов, соединяющих коллектор с компрессионными камерами, газопровода, подводящего сжатый воздух или газ к коллектору, и трубопроводной обвязки, соединяющей всасывающий коллектор с нагнетательной линией подпорного насоса.

Газовый коллектор снабжен манометром для контроля за давлением газа, поступающего в газобустерный насос.

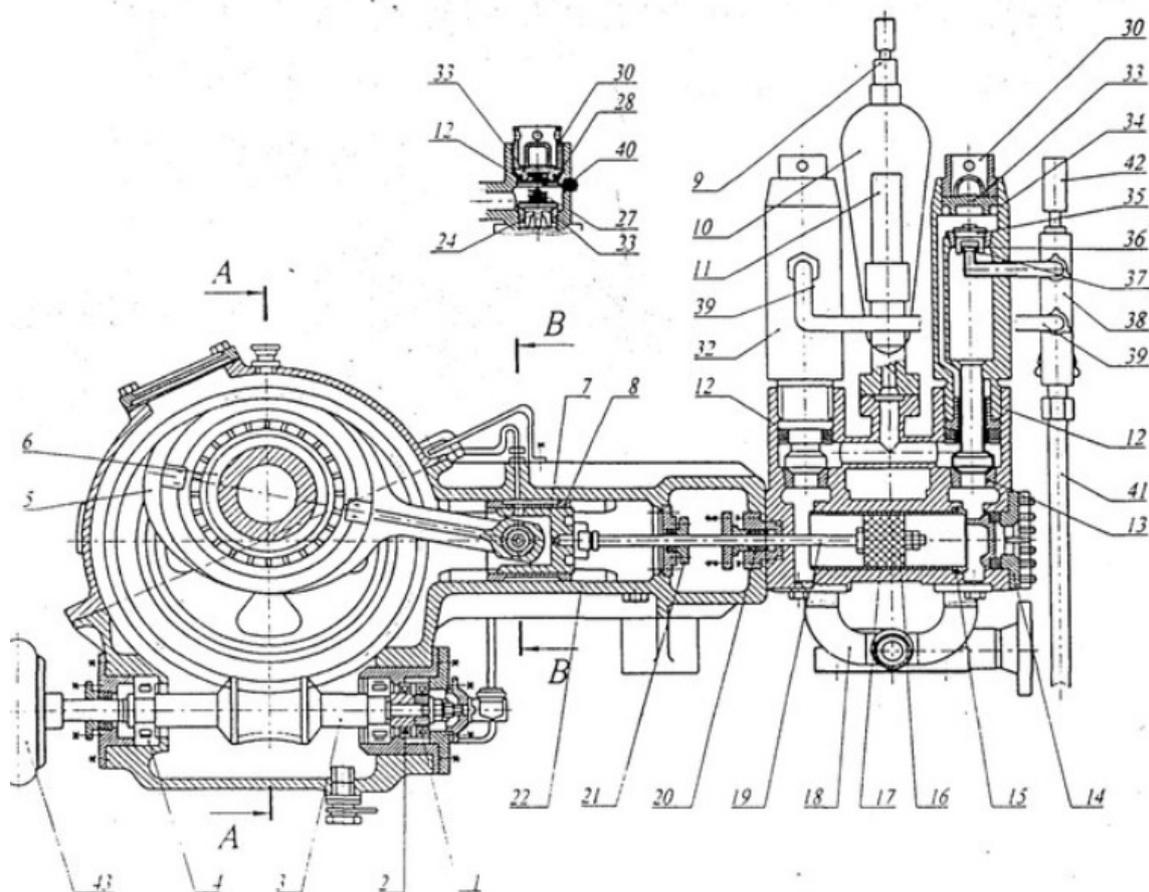


Рис. 2.88. Насос газобустерный НПЦ-32: 1 – упорный шарикоподшипник 8320Л; 2 – упорный шарикоподшипник 8222; 3 – червяк; 4 – роликподшипник 32617М; 5 – шатун; 6 – пружинное кольцо; 7 – крейцкопф; 8 – накладка крейцкопфа; 9 – разделитель; 10 – нагнетательный коллектор; 11 – предохранительный клапан; 12 – клапанная коробка; 13 – седло клапана КСК 5-6; 14 – нажимная коронка; 15 – резиновое кольцо; 16 – поршень; 17 – цилиндрическая втулка; 18 – всасывающий коллектор; 19 – шток; 20 – сальник гидравлической части; 21 – сальник крейцкопфной камеры; 22 – станина; 23 – седло клапана; 24 – всасывающий клапан; 27 – пружина; 28 – манжета; 30 – гайка крышки; 32 – компрессионная камера; 33 – крышка клапана; 34 – корпус; 35 – клапан КСК 5-6; 36 – газовый клапан; 37 – гнездо; 38 – коллектор; 39 – газод; 40 – клапан дренажный; 41 – газопровод; 42 – манометр; 43 – муфта РКО

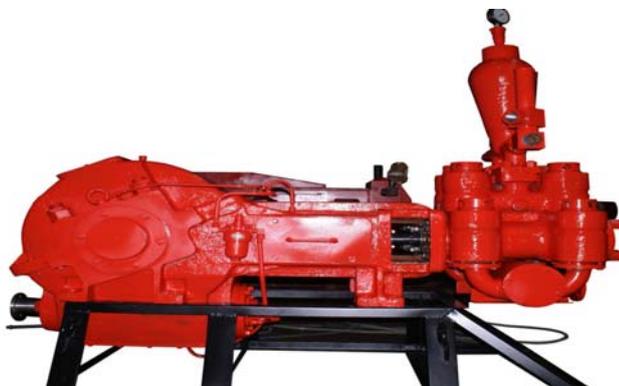


Рис. 2.89. Общий вид газобустерного насоса НПЦ-32

Компрессорный блок (рис. 2.90, 2.91) представляет собой первый каскад компримирования газа. Он включает винтовой маслонаполненный компрессор НК-160 с оборудованием, палубный дизельный двигатель Д-245.12 с оборудованием, сцепление, коробку передач, карданную передачу, впускной фильтр компрессора, воздушный радиатор для охлаждения масла компрессора. На раме компрессорного блока также смонтирован топливный насос для газогенератора с приводом от ременной передачи. В качестве рабочей среды компрессора может использоваться атмосферный воздух, попутный природный или нефтяной газ от внешнего источника низкого давления. Газ от внешнего источника низкого давления подается на газовый прием впускного фильтра под избыточным давлением не более 0,05 МПа.

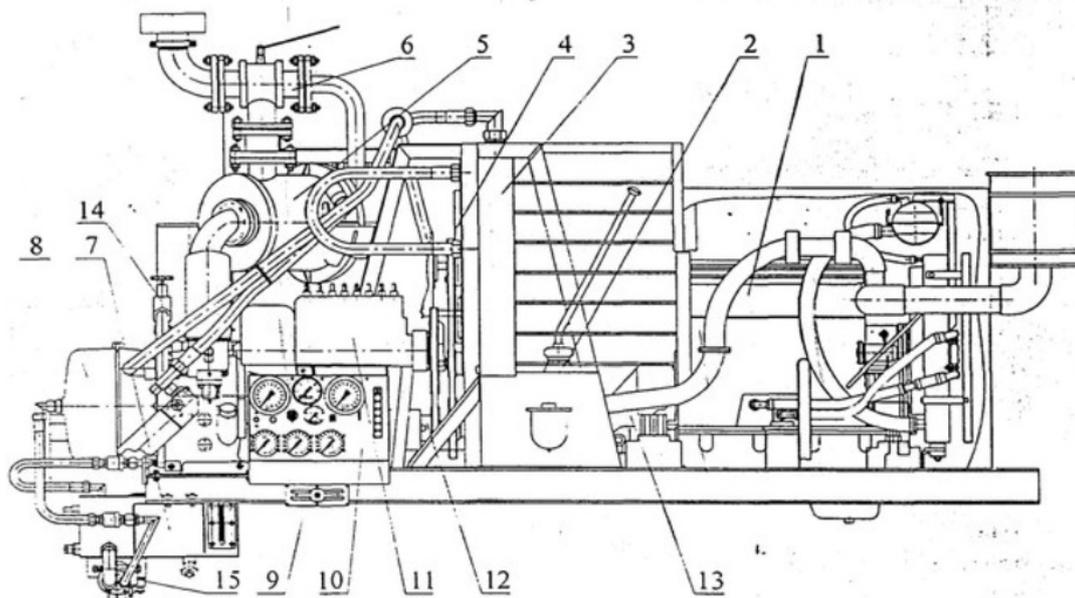


Рис. 2.90. Компрессорный блок:

- 1 – двигатель Д-245.12; 2 – коробка передач; 3 – радиатор; 4 – крыльчатка вентилятора;
 5 – впускной фильтр компрессора; 6 – трехходовой кран;
 7 – дополнительный маслобак компрессора; 8 – компрессор НК-160;
 9 – рукоятка привода газа двигателя Д-245.12; 10 – пульт управления компрессорного блока; 11 – топливный насос газогенератора; 12 – карданный вал; 13 – сцепление;
 14 – задвижка ЗД9; 15 – маслозакачивающий насос

Блок вспомогательных насосов (рис. 2.92) состоит из двух жидкостных насосов 2, 4 – ЦВК 4/112 и 1.0 ПТ-14 (рис. 2.93), установленных с правой стороны от шасси на специальной раме 1, закрытой кожухом 5. Поддон рамы подогревается выхлопными газами шасси и обеспечивает предпусковой подогрев насосов. Привод насосов осуществляется от коробки отбора мощности КОМ КПП шасси. Привод

включения КОМ КПП – пневматический, включение осуществляется из кабины водителя пневматическим краном.



Рис. 2.91. Винтовой компрессор NK-160

Насос ЦВК 4/112 обеспечивает закачку воды в мерный бак из автоцистерны или другой емкости, а также при необходимости ее циркуляцию в теплообменный аппарат. Дозирующий насос 1.0 ПТ-14 – трехплунжерный, обеспечивающий подачу концентрированного пенообразующего раствора ПАВ в нагнетательную линию установки.

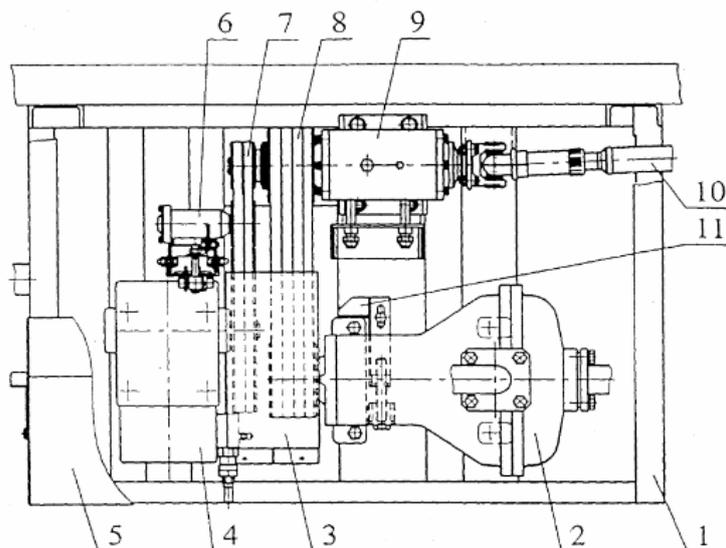


Рис. 2.92. Блок вспомогательных насосов: 1 – рама блока насосов; 2 – насос ЦВК 4/112; 3 – кожух ременной передачи; 4 – насос 1.0 ПТ-14; 5 – кожух блока насосов; 6 – натяжной ролик; 7, 8 – ременные передачи; 9 – опора с блоком шкивов; 10 – вал карданный; 11 – натяжное устройство насоса ЦВК 4/112



Рис. 2.93. Дозирующий насос 1.0 ПТ-14

Подпорный насос НБ4-160/63 (рис.2.94, 2.95) предназначен для питания газобустрерного насоса водой и формирования внутри компрессорных камер жидкостного поршня, обеспечивающих компримирование и охлаждение сжатого газа или воздуха.

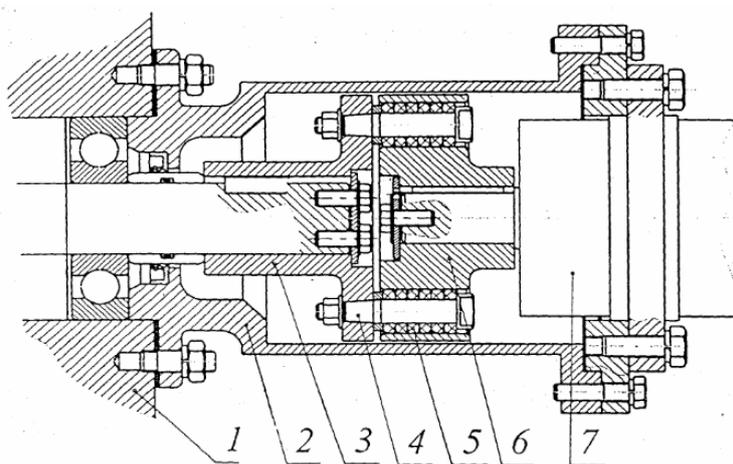


Рис. 2.94. Схема подпорного насоса:

1 – насос НБ4-160/63; 2 – корпус; 3 – полумуфта насоса; 4 – палец; 5 – резиновые кольца; 6 – полумуфта гидромотора; 7 – гидромотор



Рис. 2.95. Общий вид подпорного насоса НБ4-160/63

Аппарат теплообменный (рис. 2.96, 2.97) предназначен для охлаждения ГВС после газогенератора с помощью охлаждающей жидкости. Он расположен с правой стороны от шасси.

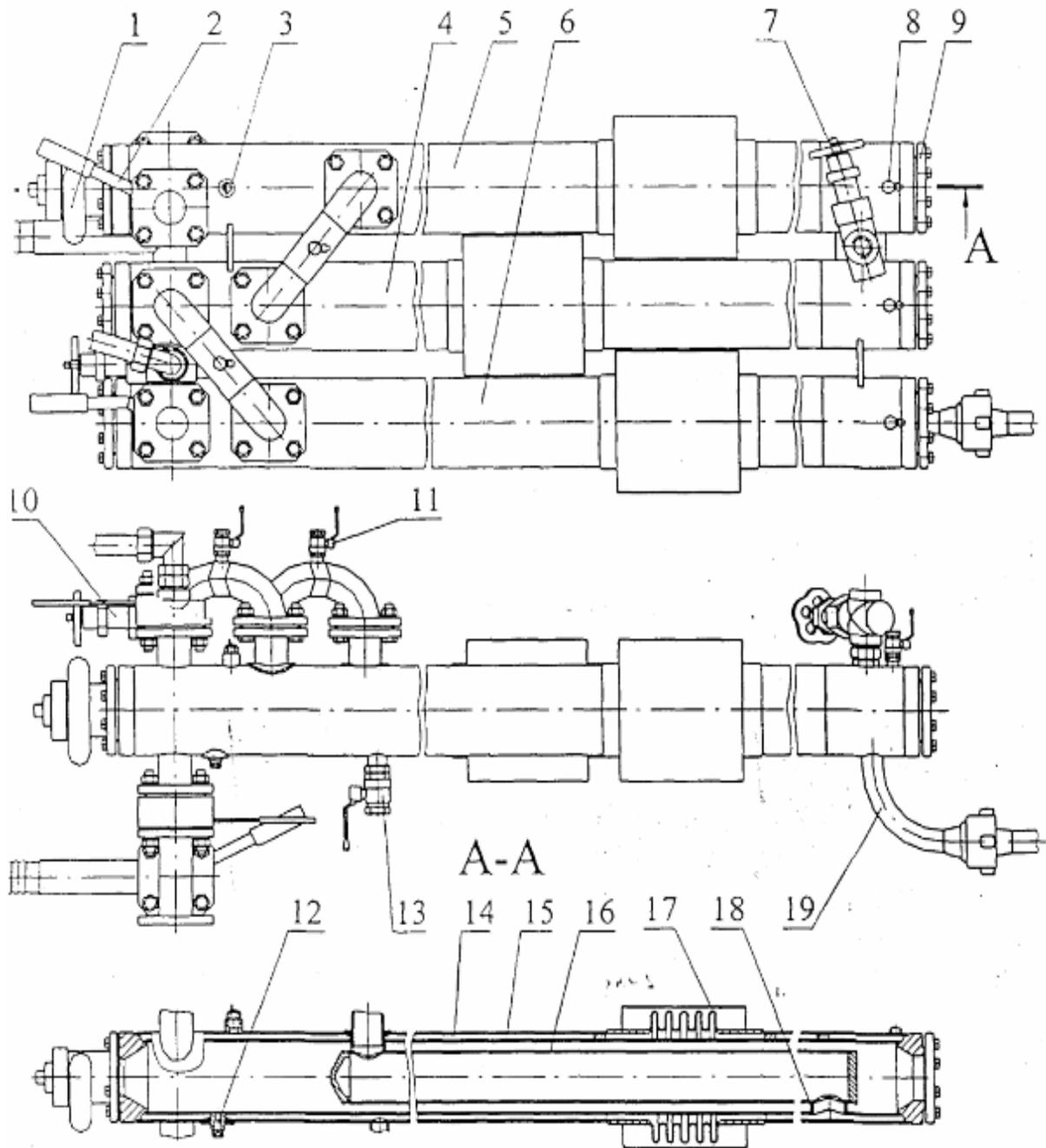
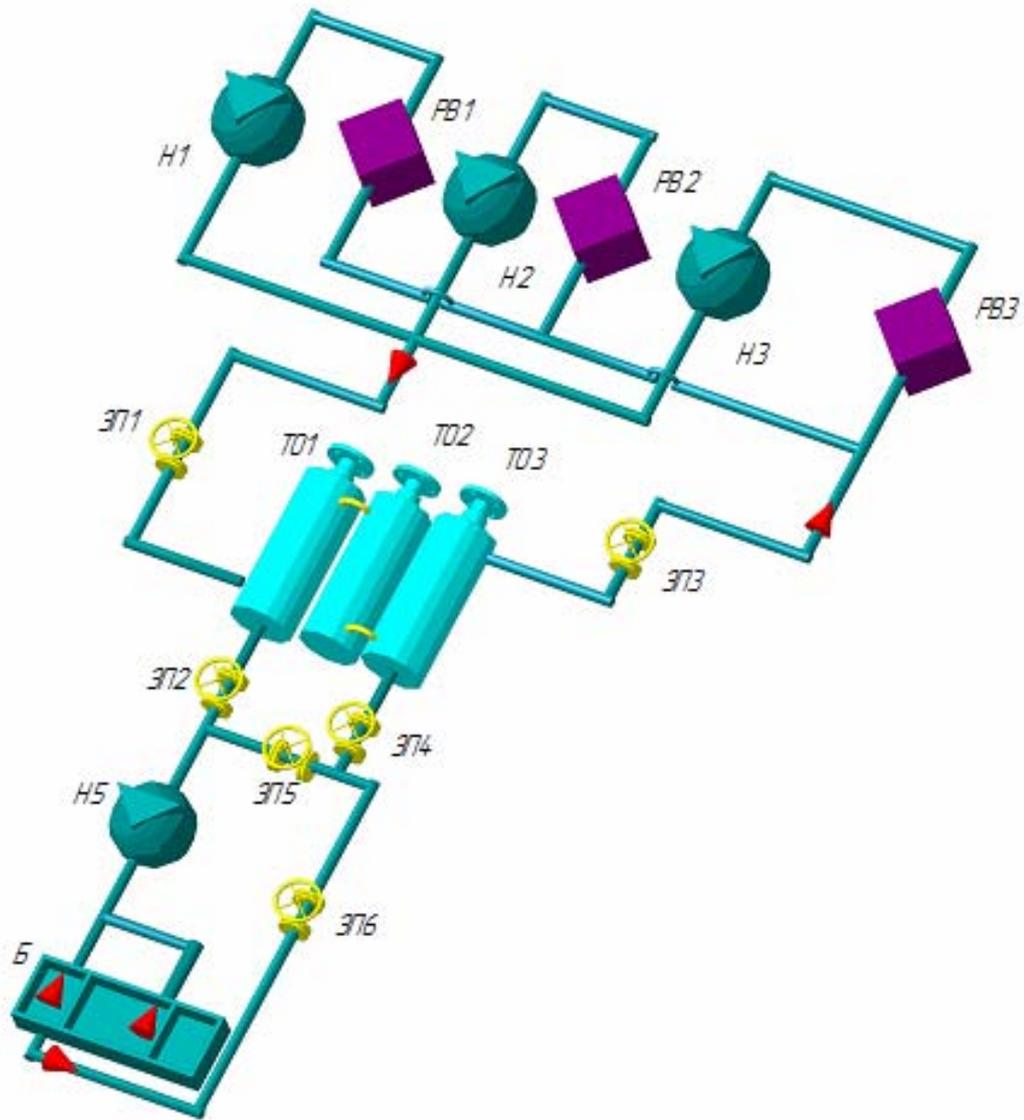


Рис. 2.96. Теплообменный аппарат:

1 – газогенератор; 2 – задвижка поворотная; 3 – датчик температуры охлаждающей жидкости; 4, 5, 6 – секции теплообменника; 7, 10 – вентили; 8, 11 – краны развоздушивания; 12 – пробка сливная; 13 – кран сливной; 14, 15, 16 – наружная, средняя и внутренняя трубы теплообменника; 17 – сиффон; 18 – патрубок; 19 – газовый патрубок



<i>Поз. обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Количество</i>
<i>Б</i>	<i>Бак</i>	<i>1</i>
<i>ЗП₁-ЗП₆</i>	<i>Задвижки поворотные</i>	<i>6</i>
<i>Н₁-Н₃</i>	<i>Насос водяной</i>	<i>3</i>
<i>Н₅</i>	<i>Насос водяной ЦВК</i>	<i>1</i>
<i>РВ₁-РВ₃</i>	<i>Радиатор воздушный</i>	<i>3</i>
<i>ТО₁-ТО₃</i>	<i>Теплообменник</i>	<i>3</i>

Рис. 2.97. Схема теплообменного аппарата

Блок охлаждения (рис. 2.98) служит для охлаждения жидкости, циркулирующей в теплообменнике, и включает в себя три однотипных блока, состоящих из воздушного радиатора, вентилятора, насоса.

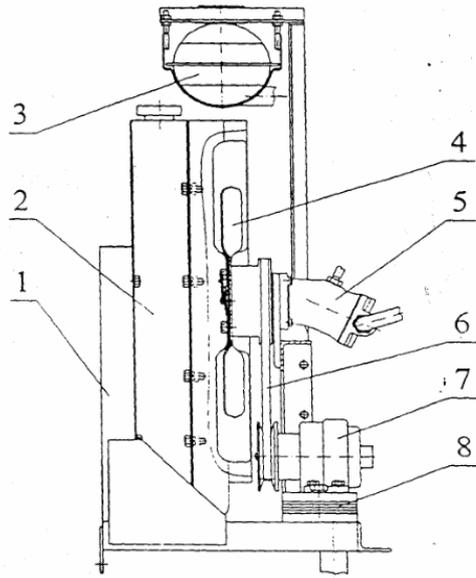


Рис. 2.98. Блок охлаждения:

1 – рама; 2 – радиатор; 3 – расширительный бак; 4 – вентилятор; 5 – гидромотор;
6 – ременная передача; 7 – насос; 8 – регулировочные прокладки

Газогенератор (рис. 2.99) предназначен для генерации ГВС путем сжигания дизельного топлива в сжатом воздухе, подаваемом компрессором.

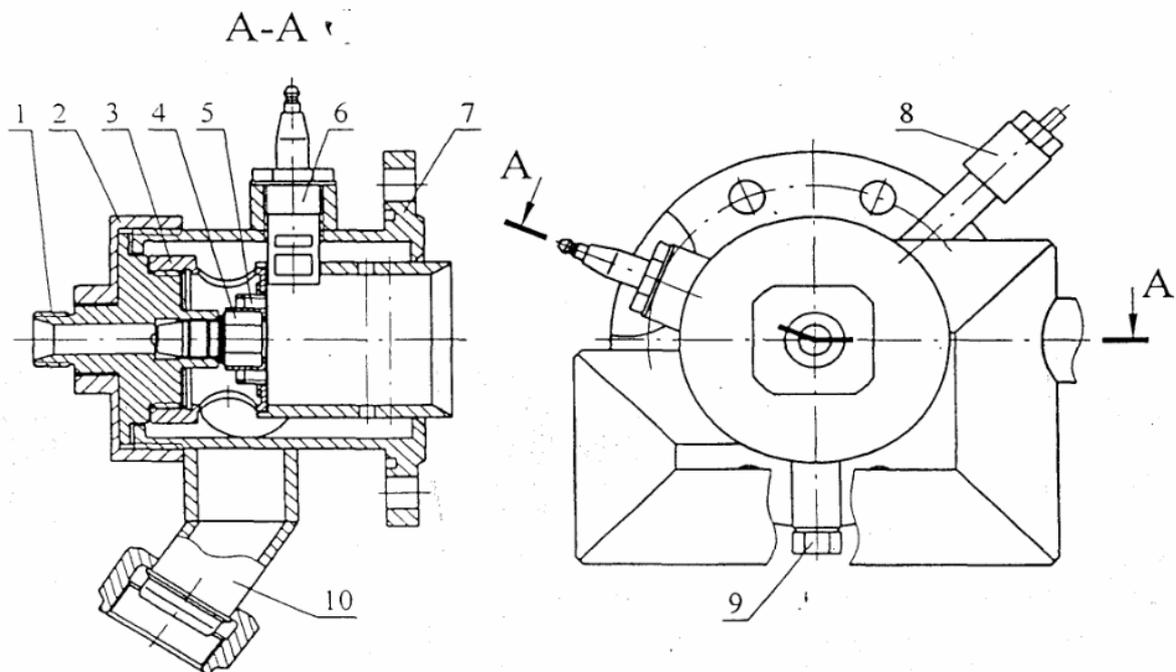


Рис. 2.99. Газогенератор: 1 – соединительный штуцер; 2, 3 – гайки;
4 – форсунка; 5 – завихритель; 6 – свеча зажигания; 7 – корпус; 8 – выход термопар;
9 – сливная пробка; 10 – подводящий патрубок

Бак состоит из трех частей емкостью 3, 1,5 и 1,5 м³. Емкости сообщаются между собой с помощью двух шиберных задвижек. К соответствующим емкостям бака через шаровые краны подсоединены приемные трубопроводы насосов. Слив воды из мерного бака осуществляется через донный клапан и заглушки приемных трубопроводов. С задней стороны бака находится манифольд установки, на котором расположены запорные и регулирующие аппаратура. Гидросистема установки предназначена для привода насоса НБ4-160/63 и вентиляторов системы охлаждения теплообменника.

На кинематической схеме (рис. 2.100) приведены все основные узлы и их соединения.

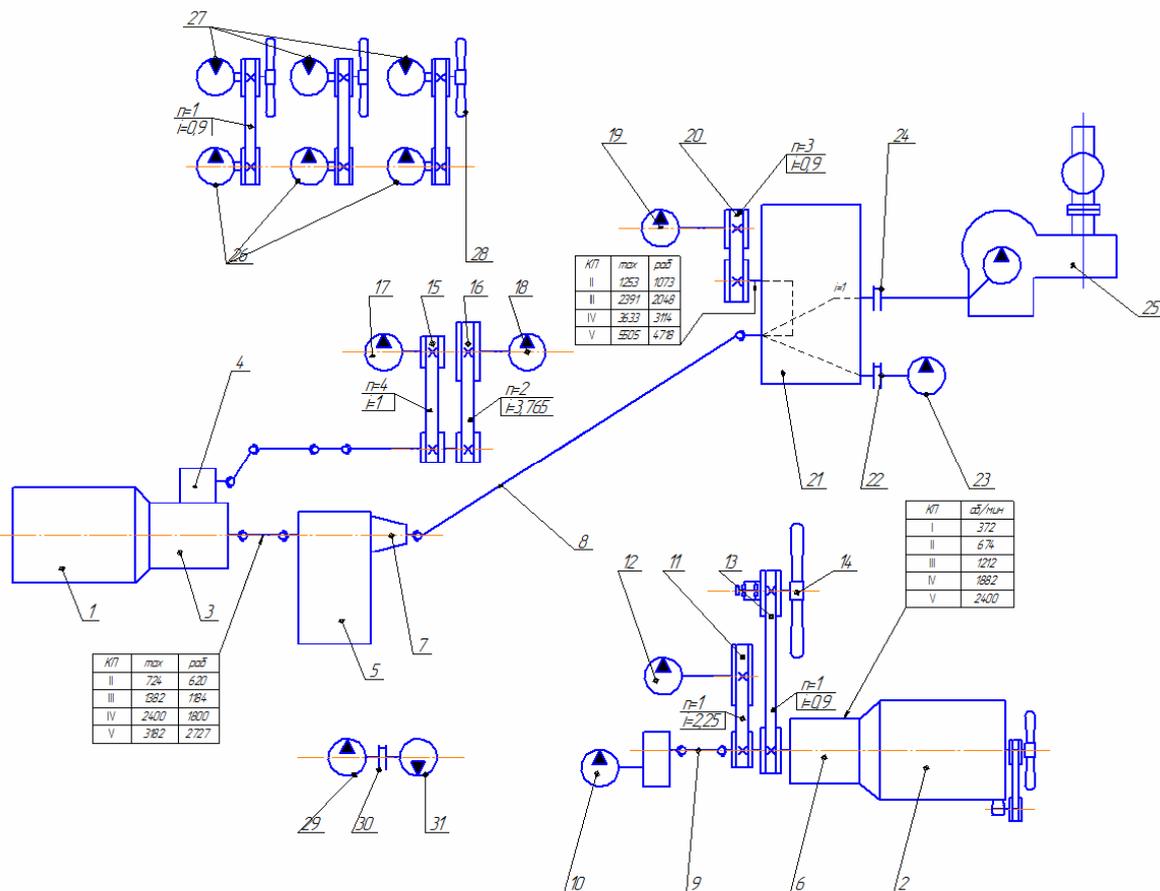


Рис. 2.100. Кинематическая схема УНГ 8/15: 1 – двигатель КамаЗ-53228; 2 – двигатель палубный Д-245; 3 – КПП с КОМ; 4 – КОМ КПП; 5 – раздаточная коробка; 6 – КПП ЗИЛ-5301; 7 – ДОМ КР; 8 – вал карданный трансмиссии основной; 9 – вал карданный компрессора; 10 – компрессор; 11 – клиноременная передача; 12 – насос ЯЗТА 803-50; 13 – клиноременная передача; 14 – вентилятор радиатора компрессора; 15 – клиноременная передача; 16 – клиноременная передача; 17 – насос ЦВК 4/12; 18 – насос 1.0 ПТ-14; 19 – гидронасос; 20 – клиноременная передача; 21 – редуктор; 22 – упругая муфта; 23 – гидронасос; 24 – муфта РКО; 25 – газобуственный насос; 26 – насос 23х-1307010; 27 – гидродвигатель 2101211.00; 28 – вентилятор гидромотора; 29 – насос НБ4-160/63; 30 – упругая муфта; 31 – гидродвигатель

Кроме того, в основное оборудование установки нагнетания газов входит электрооборудование и КИПиА: система регистрации технологических параметров, аварийно-предупредительная система (АПС) компрессорного блока и АПС блока газогенератора. В состав электрооборудования также входят следующие узлы: два электроподогревателя ЭПД-3,5-220 и насос МЗН-2 с электроприводом. Источниками электроэнергии для электрооборудования установки служат две аккумуляторные батареи шасси «Урал-4320-1912-30». Система электрооборудования однопроводная, отрицательный полюс источников электроэнергии и потребителей соединен с «массой» шасси.

Передвижная азотная компрессорная станция ПКСА-9/200

Передвижная азотная компрессорная станция ПКСА-9/200 (рис. 2.101) предназначена для получения из атмосферного воздуха взрывопожаробезопасной газовой смеси с содержанием кислорода не более 10 % и сжатия ее до давления 20 МПа. Используется при производстве работ по освоению, испытанию, ремонту нефтяных и газовых скважин, а также проведении других технологических операций в нефтегазодобывающей промышленности [36].



Рис. 2.101. Общий вид станции ПКСА-9/200

Успешно проведены эксплуатационные испытания станции ПКСА-9/200 в суровых климатических условиях на скважинах ОАО «Юганскнефтегаз» и ОАО «Сургутнефтегаз». По итогам состоявшихся испытаний получено разрешение Ростехнадзора РФ на применение станции ПКСА-9/200 и ее серийный выпуск.

Получение с их помощью азота и азотного тампонажного раствора изображено на рис. 2.102 и 2.103.

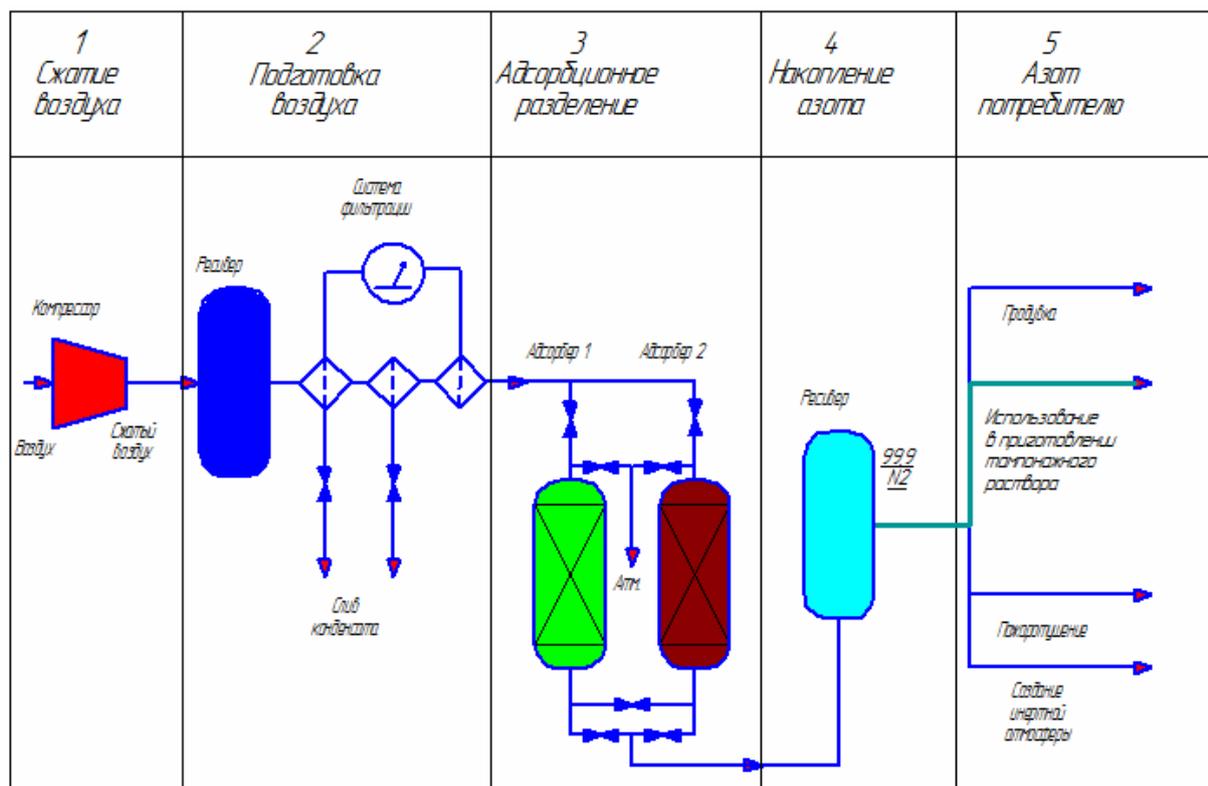


Рис. 2.102. Технология получения азота

Преимущества и отличительные особенности азотной компрессорной станции ПКСА-9/200:

1. Содержание кислорода в газовой смеси – не более 10 %, что полностью соответствует требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03).

2. Газоразделительный блок на основе полуволоконных мембран производства США обладает высоким ресурсом работы – 26000 часов и не требует обслуживания в условиях завода-изготовителя.

3. Меньшие масса и габаритные размеры станции по сравнению с аналогами.

4. Системы подогрева оборудования обеспечивают надежную работу станции в условиях низких температур.

5. Высокая мобильность и проходимость автомобильного шасси станции в условиях бездорожья.

6. Станция комплектуется датчиками расхода топлива, позволяющими контролировать потребление ГСМ компрессорной установкой.

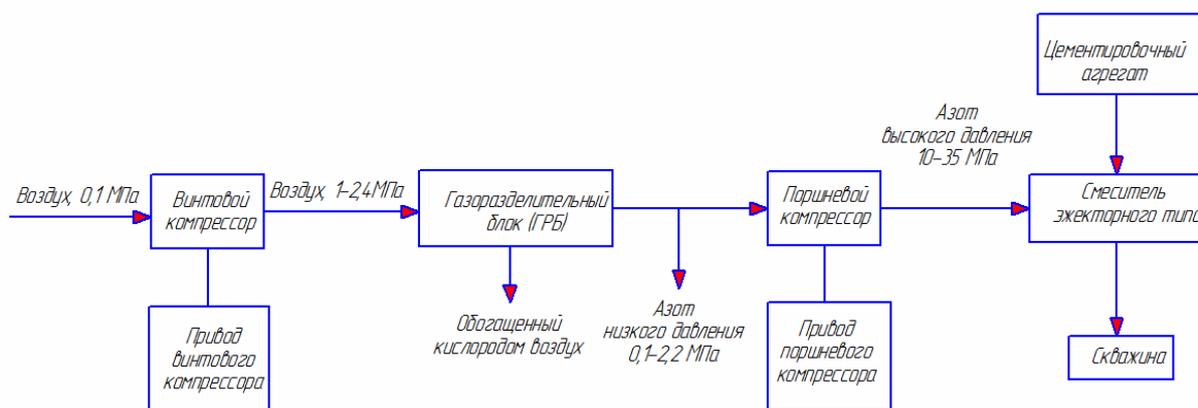


Рис. 2.103. Принципиальная схема приготовления азотного тампонажного раствора

Техническая характеристика передвижной азотной компрессорной станции ПКСА-9/200:

Сжимаемый газ инертная газовая смесь или воздух

Состав инертной газовой смеси (по объему), %:

азот	не менее 90
кислород	не более 10
Производительность по азоту, м ³ /мин	9
Начальное давление	атмосферное
Конечное давление, МПа	20
Потребляемая мощность, кВт, не более	270
Полная масса установки, не более, кг	19700
Габаритные размеры, мм:	
длина	13000
ширина	2500
высота	3200

Основное оборудование передвижной азотной компрессорной станции ПКСА-9/200

Основные узлы и агрегаты передвижной азотной компрессорной станции ПКСА-9/200 показаны на рис. 2.104.



Рис. 2.104. Основное оборудование передвижной азотной компрессорной станции ПКСА 9/200: 1 – компрессор №1; 2 – компрессор №2; 3 – газоразделительный блок; 4 – дизельная электростанция; 5 – блок контроля внутри кабины; 6 – ПЖД №1; 7 – двигатель №1; 8 – автоматика; 9 – пульт управления; 10 – ПЖД №2; 11 – двигатель №2; 12 – шасси

Насосно-компрессорный агрегат Hydra Rig

Насосно-компрессорный агрегат Hydra Rig (рис. 2.105) предназначен для использования в области добычи углеводородов для нагнетания технологических жидкостей, газов и многофазовых сред при вторичных и третичных методах увеличения нефтеотдачи пластов при освоении нефтегазовых скважин. Благодаря своему газобустерному насосу установка заменяет насосный агрегат и азотную установку низкого давления.



Рис. 2.105. Общий вид насосно-компрессорного агрегата Hydra Rig

Насосно-компрессорный агрегат производится компанией NOV Hydra Rig (США). Основные узлы, сборка и базовый тягач – Kenworth C500. Агрегат предназначен для работы при температуре от –40 до +40 °С.

Техническая характеристика:

Шасси:

Модель Kenworth C500

Колесная формула 6х6 с возможностью блокировки межосевого и межколесных дифференциалов

Двигатель Detroit Diesel 92V8 (Евро 3)

Номинальная мощность при 1900 мин⁻¹, кВт 331

Расход топлива, дм³/ч 53

Трансмиссия механическая

Топливные баки два по 500дм³ каждый

Электрическое оборудование от шасси грузовика 24 В, две аккумуляторные батареи 190 А·ч

Предпусковой подогреватель двигателя Webasto

Система нагрева раствора Rush

Нагреватель предназначен для нагрева нефтяных жидкостей, дизельного топлива, соленой воды, технической воды

Время прогрева 20 м³ от 10 до 80 °С, мин 100

На насосно-компрессорном агрегате Hydra Rig устанавливают трехплунжерный насос SPM TWS600S (рис. 2.106)



Рис. 2.106. Трехплунжерный насос SPM TWS600S

Насос SPM TWS600S является трехплунжерным насосом возвратно-поступательного действия, с механическим нагнетателем, горизонтального нереверсивного действия, обладающим эффективной максимальной входной мощностью 600 л.с.

TWS600S предназначен для скважинных работ в повторно-кратковременном режиме; такие работы включают в себя кислотную обработку скважин, цементирование, гидравлический разрыв пластов, глушение скважин.

Насос TWS600S состоит из приводной и нагнетательной части.

2.8. Станции контроля

Станции контроля предназначены для оперативного контроля и документирования процесса цементирования нефтегазовых скважин и могут использоваться в системах контроля технологических параметров закачки тампонажных, цементных и других растворов в скважину, а также могут использоваться для размещения оборудования и аппаратуры систем записи, контроля, исследования и управления за работой.

Станции контроля имеют модульную конструкцию, оптимизированную по массогабаритным параметрам, что обеспечивает возможность их мобильной транспортировки любым видом транспорта (в том числе вертолетом), удобство монтажа и технического обслуживания.

Отличительные особенности станций контроля:

- компактность и малый вес конструкции;
- мобильность и простота установки измерительного модуля в горизонтальном и в вертикальном положениях;
- возможность градуировки датчиков в производственных условиях;
- возможность передачи значений измеряемых параметров во внешние системы обработки данных.

Станция контроля цементирования скважин СКЦ-4

Станция контроля цементирования скважин СКЦ-4 (рис. 2.107) применяется для оперативного контроля и управления технологией цементирования нефтяных и газовых скважин [9, 32].



Рис. 2.107. Лабораторный блок станции контроля цементирования СКЦ-4

Станция контроля цементирования СКЦ-4 обеспечивает:

- бескабельную телеметрию параметров измерения;
- оперативный контроль на экране ноутбука давления, плотности, мгновенного расхода и количества раствора, которые закачиваются в скважину;
- аварийно-предупредительную сигнализацию превышения давления в напорном коллекторе;
- полное документирование процесса, а также архивирование и выдачу отчета на бумаге;
- визуализацию контролируемых параметров с помощью выносного табло;
- возможность просмотра любого участка процесса из архива, по окончании процесса и встроенный инструментальный аналитической обработки графика процесса цементирования.



Рис. 2.108. Общий вид блока манифольда на шасси автомобиля

Станция контроля цементирования скважин СКЦ-4 включает в себя лабораторный блок и блок манифольда (рис. 2.108), размещенные на шасси двух автомобилей повышенной проходимости, а также комплект запасных частей и инструмента.

Состав оборудования лабораторного блока станции контроля цементирования:

- диван;
- шкаф для одежды – 3 шт.;
- рабочий стол;
- стул винтовой;
- шкаф металлический (сейф);
- кондиционер;
- автономный обогреватель 220В, 1 – 2 кВт;
- аппаратно-программный комплекс обработки показаний и хранения информации в составе ноутбука и программы «Цементаж 1.2»;
- устройство для бумажной регистрации процесса цементирования (принтер струйный).
- манипулятор (мышь);
- выносное табло параметров;
- радиостанция (рабочая частота 160 МГц) – 6 шт.;
- блок питания;
- механизм перемоточный;
- катушка – 4 шт.;
- огнетушитель – 2 шт.;
- знак аварийной остановки по ГОСТ 2433;
- лампа настольная мощностью 60 Вт.

Состав оборудования блока манифольда (рис. 2.109) станции контроля цементирования:

- напорный коллектор с линией первичных преобразователей;
- раздающий коллектор;
- раздающий коллектор дополнительный;
- вспомогательный трубопровод;
- бензогенератор мощностью 0,9 кВт, напряжение переменного тока – 220 В, частота тока – 50 Гц.

Напорный коллектор имеет рабочее давление 40 МПа, 6 присоединяемых линий (с обратными клапанами), 2 выходящие линии (с запорной арматурой).

На напорном коллекторе установлен клапан сброса давления – ВК70, а также манометр на 100 МПа.

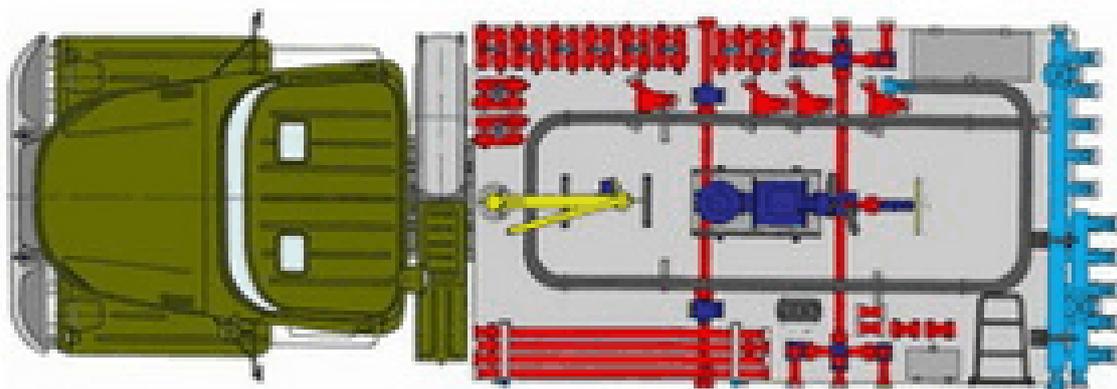


Рис. 2.109. Общий вид блока манифольда (вид сверху)

Линия первичных преобразователей включает:

- преобразователь расхода РГР-100 с диапазоном измерения 0 – 100 $\text{дм}^3/\text{с}$;
- преобразователь плотности ППВ (вибрационного типа) с диапазоном измерения 0,8 – 2,6 $\text{г}/\text{см}^3$;
- преобразователь давления МИДА с диапазоном измерения 0 – 40 МПа.

Раздающий коллектор рассчитан на рабочее давление 2,5 МПа и предусматривает 10 присоединительных линий с запорной арматурой. Раздающий коллектор дополнительно предусматривает 5 присоединительных линий с запорной арматурой. Напорный и раздающий коллекторы оборудованы предохранительными клапанами.

Вспомогательный трубопровод включает следующие элементы:

- колена шарнирные – 19 шт.;
- трубы НКТ-2 длиной: 4 м – 14 шт.; 2 м – 12 шт.; 1 м – 2 шт.; 0,5 м – 2 шт.;
- тройники 2 – 4 шт.;
- переводники 2 – 4 шт.;
- рукав высокого давления условным диаметром 65 мм, длиной 8 м.

Блок манифольда поставляется в следующих вариантах:

- на шасси ЗиЛ-4334;
- на шасси «Урал-4320»;
- без шасси.

Параметры станции контроля цементирования:

Максимальное рабочее давление, МПа	400
Диапазон измерения плотности, $\text{г}/\text{см}^3$	0,8 – 2,6
Диапазон измерения производительности, $\text{дм}^3/\text{с}$	0 – 50

Допустимое расстояние между блоком манифольда и блоком лабораторным (кабельное соединение), м	50
Допустимое расстояние между блоком манифольда и блоком лабораторным (радиомодемная линия), м	50

Станция контроля цементирования «СКЦ-Т»

Станция контроля цементирования скважин «СКЦ-Т» предназначена для преобразования физических параметров в напорном трубопроводе тампонажного манифольда (давления, температуры, расхода и плотности тампонажного раствора) в кодоимпульсный сигнал формата BitBus с передачей его по симметричной двухпроводной линии и последующим преобразованием сигнала в формат USB на регистрирующий программно-управляемый комплекс.

Станция «СКЦ-Т» (рис. 2.110) может использоваться в составе технологических систем контроля процесса цементирования промышленных и разведочных скважин, допускает подключение других конструктивно и электрически совмещаемых приборов-датчиков [9, 32].



Рис. 2.110. Станция контроля цементирования скважин «СКЦ-Т»

Основные технические данные, а также номинальные и фактические значения основных параметров и характеристик (свойств) станции «СКЦ-Т»:

Характеристика термоманометра:

1. Канал измерения давления тампонажного раствора:
 - 1.1. Диапазон измерения давления, МПа, – 0 – 25.
 - 1.2. Номинальная функция преобразования – линейная.
 - 1.3. Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения давления, МПа, – $\pm 0,6$.

1.4. Выходные сигналы на выходе платы усилителя, соответствующие 0 и 25 МПа – 0 и 5,0 В.

1.5. Выходные сигналы на выходе шины BitBus, соответствующие 0 и 25 МПа в десятичном коде – 0 и 4095.

2. Канал измерения температуры тампонажного раствора:

2.1. Диапазон измерения температуры, °С, – 0 – 100.

2.2. Номинальная функция преобразования – линейная.

2.3. Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения температуры, °С – $\pm 0,6$.

2.4. Показатель тепловой инерции датчика температуры, определенный в воде, – не более 2 с.

2.5. Выходные сигналы на выходе платы усилителя, соответствующие 0 и 100 С – 0 и 2,5В.

2.6. Выходные сигналы на выходе шины BitBus, соответствующие 0 и 100°С в десятичном коде, – 0 и 4095.

3. Ток питания термоманометра, мА, – не более 20.

4. Напряжение питания термоманометра, В, – 12 ± 1 .

5. Габаритные размеры термоманометра:

5.1. Длина, мм, – 300.

5.2. Диаметр, мм, – 49.

6. Масса термоманометра, кг, – 2,8.

7. Время установления рабочего режима после включения, мин, – не более 5.

8. Время непрерывной работы, ч, – не менее 10.

9. Средний срок службы термоманометра до списания, лет, – не менее пяти.

10. Потребляемая термоманометром мощность, Вт, – не более двух.

11. Рабочие условия эксплуатации термоманометра:

11.1. Интервал температур тампонажного раствора на водной основе, °С, – 0 – 100.

11.2. Максимальное рабочее давление тампонажного раствора, МПа, – 25.

11.3. Интервал температур окружающей среды, °С, – $-40 \dots +50$.

11.4. Относительная влажность воздуха при 30 °С, %, – 90.

Характеристика плотномера:

1. Канал измерения плотности жидкости (гамма-гамма плотномер):
Диапазон измерения плотности, кг/м^3 , – 1000 – 2000).

2. Ток питания плотномера, мА, – не более 50.

3. Напряжение питания плотномера, В, – 12 ± 1 .

4. Габаритные размеры плотномера:
 - 4.1. Длина, мм, – 600.
 - 4.2. Диаметр, мм, – 49.
 5. Масса плотномера, кг, – 3.
 6. Время установления рабочего режима после включения, мин, – не более пяти.
 7. Время непрерывной работы, ч, – не менее 10.
 8. Средний срок службы плотномера до списания, лет, – не менее пяти.
 9. Потребляемая плотномером мощность, Вт, – не более двух.
 10. Рабочие условия эксплуатации плотномера:
 - 10.1. Интервал температур тампонажного раствора на водной основе, °С, – 0 – 60.
 - 10.2. Максимальное рабочее давление тампонажного раствора, МПа, – 25.
 - 10.3. Интервал температур окружающей среды, °С, – –40 +50.
 - 10.4. Относительная влажность воздуха при 30 °С, %, – 90.
- Характеристика преобразователя расхода:
1. Диапазон измерения расхода, $\text{дм}^3/\text{с}$, – 0 – 100.
 2. Номинальная статическая функция преобразования – линейная.
 3. Предел допускаемого значения основной приведённой погрешности, %, – 1,5.
 4. Напряжение постоянного тока выходного сигнала на выходе платы усилителя, соответствующего 0 и 100 $\text{дм}^3/\text{с}$, В, – 0 – 10.
 5. Выходной сигнал на выходе шины BitBus, соответствующий 0 и 100 $\text{дм}^3/\text{с}$ в десятичном коде, – 0 и 4095.
- Характеристика системы сбора данных ССД:
1. Количество аналоговых входов – 6.
 2. Уровень входных сигналов аналоговых входов, В, – 0 – 5.
 3. Частота опроса аналоговых входов, Гц, – не менее 200.
 4. Количество логических входов – 4.
 5. Уровень входных сигналов логических входов – TTL.
 6. Частота опроса логических входов, кГц, – не менее 200.
 7. Напряжение питания, В, – 10 – 36.
 8. Габаритные размеры, мм, – 160x180x240.
 9. Интервал температур окружающей среды ССД, °С, – –40 +50.
- Общие технические данные станции «СКЦ-Т»:
1. Габаритные размеры станции, мм, – 1600x690x710.

2. Масса станции «СКЦ-Т», кг, – 150.
3. Рабочие условия эксплуатации станции:
 - 3.1. Интервал температур тампонажного раствора на водной основе, °С, – 0 – 60.
 - 3.2. Максимальное рабочее давление тампонажного раствора, МПа, – 25.
 - 3.3. Интервал температур окружающей среды, °С, – –40 +50.
 - 3.4. Относительная влажность воздуха при 30 °С, %, – 90.

Станция контроля цементирования «КС-цемент»

Станция контроля (рис. 2.111) технологических параметров процесса приготовления тампонажного раствора и цементирования скважин в режиме реального времени с целью предотвращения гидроразрывов, недоподъемов тампонажного раствора в затрубном пространстве, исключения аварийных ситуаций и учет объемов закачки тампонажного раствора. Контроль плотности тампонажных растворов производится с использованием закрытого источника гамма-излучения Am-241 [9, 32].



Рис. 2.111. Станция контроля «КС-цемент»

Станция контроля цементирования «КС-цемент» устроена следующим образом. Технологическая линия с блоком датчиков (ТЛБ) располагается в заднем грузовом отсеке станции. В переднем операторском отсеке находится рабочее место оператора, которое оснащено системой сбора и обработки информации, поступающей с датчиков по каналам связи. В рабочем положении ТЛБ монтируется в напорную линию между блоком манифольда и устьем скважины. ТЛБ может располагаться как в грузовом отсеке, так и доставляться в любое

место скважины. Отгрузка ТЛБ производится с помощью грузоподъемного механизма, расположенного в грузовом отсеке.

Основные технические параметры станции контроля:

Давление в нагнетательной линии, МПа	0 – 40
Расход мгновенный, $\text{дм}^3/\text{с}$	0 – 50
Плотность раствора в нагнетательной линии, $\text{г}/\text{см}^3$	0,8 – 2,2
Температура на входе, $^{\circ}\text{C}$	0 – 50
Объем закачиваемого раствора, м^3	0 – 200

Состав и число измеряемых параметров можно изменять в зависимости от решаемых задач и требований заказчика.



Рис. 2.112. Блок регистрации станции «КС-цемент»



Рис. 2.113. Блок технологический ТЛБ-1 станции «КС-цемент»

Состав оборудования станции:

1. Блок регистрации (рис. 2.112):
 - NoteBook;
 - Контроллер МК-21;
 - UPS-1000.

2. Блок технологический ТЛБ-1 (рис. 2.113):
 - датчик расхода РГР-100;
 - датчик плотности ДПГ-1А;
 - датчик давления М-55;
 - датчик температуры МТ-100.
3. Программное обеспечение в среде Windows.
4. Принтер цветной.
5. Контейнер для источника гамма-излучения Am-241.
6. Кабельные линии связи.
7. ЗИП и вспомогательное оборудование (в состав входят детали датчиков, подвергающиеся износу в процессе эксплуатации).

Техническая характеристика переносного блока ТЛБ-1:

Габариты, мм	1200x600x400
Масса, кг	120

Станция контроля цементирования «Раствор-М»

Станция СКЦ «Раствор-М» предназначена для оперативного контроля и документирования процесса закачки цементных и тампонажных растворов при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин и может использоваться в системах технологических параметров закачки тампонажных, цементных и других растворов в скважину.

Станция СКЦ имеет модульную конструкцию, оптимизированную по массогабаритным параметрам, что обеспечивает возможность ее мобильной транспортировки любым видом транспорта (рис. 2.114, 2.115), в том числе вертолетом, удобство монтажа и технического обслуживания [9, 32].



Рис. 2.114. Станция СКЦ «Раствор-М», смонтированная на установке УНС-500Д

Отличительные особенности станции СКЦ «Раствор-М»:

- компактность и малый вес конструкции;
- мобильность и простота установки измерительного модуля в горизонтальном и вертикальном положениях;
- возможность градуировки в производственных условиях;
- возможность передачи значений измеряемых параметров во внешние системы обработки данных.

Конструкция станции СКЦ «Раствор-М» и технология градуировки датчиков защищены патентами на изобретения РФ №2379501, №2411346, №2421613 и №2442889.



Рис. 2.115. Станция СКЦ «Раствор-М», установленная стационарно на раме насосной установки (шасси автомобиля КамАЗ)

Техническая характеристика станции СКЦ «Раствор-М»:	
Диапазон измерения давления нагнетания, МПа	0 – 40
Относительная погрешность измерения давления, %	±1
Диапазон измерения давления в затрубье, МПа	0 – 40
Относительная погрешность измерения давления в затрубье, %	±1
Диапазон измерения температуры раствора, °С	0 – 100
Относительная погрешность измерения температуры, %	±1
Диапазон измерения плотности раствора, кг/м ³	800 – 2200
Относительная погрешность измерения плотности, %	±2
Напряжение питания, В:	
переменным током частотой 50±3 Гц	180 – 250
постоянным током	24
Диапазон рабочих температур, °С	-40+65

Габаритные размеры измерительного модуля, мм 1000x230x365
Масса, кг, не более 60

Измерительный модуль станции СКЦ «Раствор-М» легко встраивается в нагнетательную магистраль цементировочного агрегата и оснащен измерителем плотности, расхода, давления и температуры, подключенными к системе сбора и передачи информации и обработки данных.

Плотность растворов измеряется бесконтактным способом с использованием радиоизотопного источника излучения Na²², который разрешен к применению без ограничений по радиационной безопасности в соответствии с санитарными правилами ОСПОРБ-99. Для повышения эффективности измерения плотности раствора источник излучения установлен герметично внутри полости, выполненной в корпусе измерительного блока станции (патент РФ № 2411346). Для повышения достоверности результатов при измерении плотности учитывается изменение активности источника в процессе эксплуатации.

Измерение расхода производится ультразвуковым датчиком бесконтактным способом, учитывающим влияние плотности раствора, или бесконтактным датчиком оборотов вала насоса (ДОВ), установленным на цементировочном агрегате. Измерение ультразвуковым датчиком производится по запатентованному способу с учетом фактической плотности раствора (патент РФ № 2439506). Градуировка датчика расхода выполняется на малогабаритном стенде, обеспечивающим получение зависимости показаний датчика от плотности используемых растворов (патент РФ № 2421613).

Объемы закачиваемых растворов определяются для каждого технологического этапа по измеренным значениям расхода.

Значения плотности, давления нагнетания, температуры, расхода, текущего и суммарного объема раствора отображаются на индикаторах выносного табло, размещаемого на стойке в удобном для пользователя месте.

Станция СКЦ «Раствор-М» имеет программное обеспечение, которое осуществляет:

- сбор, обработку и передачу информации в компьютер и в цифровое табло;
- визуализацию данных измерений и движения раствора в скважине в процессе заливки;
- ввод данных по скважине, цементируемой колонне и других данных;

- расчет технологических параметров заливки;
- автоматическое распознавание технологических этапов;
- передачу значений измеряемых параметров по протоколу WITS 0 в TCP-порт;
- загрузку данных по скважине, цементируемой колонне и по технологическим этапам заливки;
- формирование отчета в формате Microsoft Office;
- сохранение данных в DEP-формате.

Станция контроля цементирования «СКЦ-Леуза»

Станция «СКЦ-Леуза» контролирует технологические параметры процесса приготовления тампонажного раствора и цементирования скважин в режиме реального времени.

Станция позволяет:

- предотвращать гидроразрывы, неподъемы раствора в затрубном пространстве;
- вести учет объемов закачки тампонажного раствора;
- предотвращать аварийные ситуации.

Датчики технологических параметров:

Датчик давления:

- диапазон измерения давления, МПа, – 0 – 40;
- уровень выходного сигнала, В, – 0 – 5;
- напряжение питания, В, – 12.

Расходомер (РГР-100, исполнение 2):

- диапазон измерения расхода, $\text{дм}^3/\text{с}$, – 0 – 100;
- относительная погрешность, %, – $\pm 1,5$.

Датчик плотности (радиоизотопный):

- диапазон измерения плотности, $\text{г}/\text{см}^3$, – 0,6 – 2,2;
- относительная погрешность, %, – $\pm 1,5$;
- уровень выходного сигнала, В, – 0 – 5;
- радиоактивный источник – Na-22, Ам-241.

Датчик температуры:

- диапазон измерения температуры, $^{\circ}\text{C}$, – 0 – 100;
- относительная погрешность, %, – $\pm 0,5$;
- уровень выходного сигнала, В, – 0 – 5;
- напряжение питания, В, – 12.

Состав станции контроля цементирования «СКЦ-Леуза»:

1. Блок манифольда (рис. 2.116) предназначен для замера параметров тампонажного раствора в напорной линии. В его состав входят:

- расходомер (РГР-100);
- датчик давления;
- датчик плотности;
- датчик температуры;
- манометр;
- распределительная коробка.

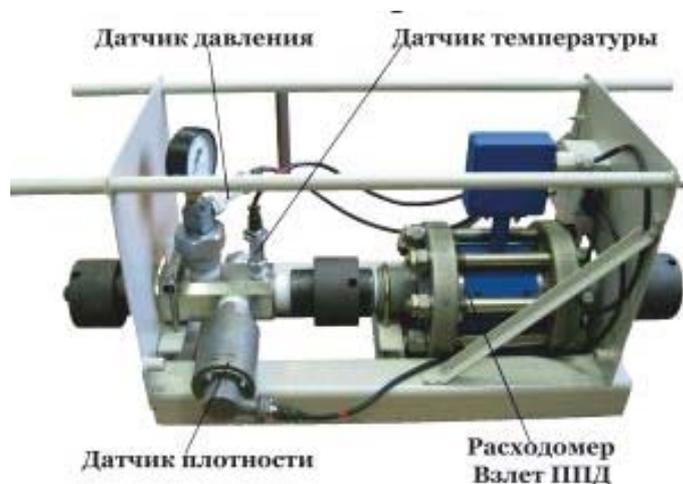


Рис. 2.116. Блок манифольда станции «СКЦ-Леуза»

2. Блок сопряжения с датчиками (рис. 2.117), выполняющий функции приема и преобразования сигналов, поступающих с датчиков контроля параметров раствора [6].



Рис. 2.117. Блок сопряжения станции «СКЦ-Леуза»

3. Модуль интерфейсный (рис. 2.118), выполняющий функции преобразования интерфейса RS-232 в RS-485 между блоком сопряжения и компьютером.



Рис. 2.118. Модуль интерфейсный станции «СКЦ-Леуза»

4. Компьютер (ноутбук) (рис. 2.119).



Рис. 2.119. Компьютер станции «СКЦ-Леуза»

5. Программное обеспечение (рис. 2.120).

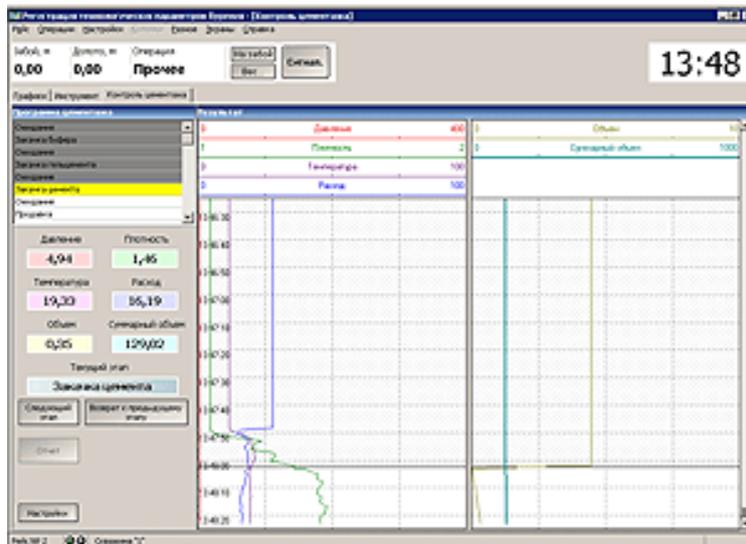


Рис. 2.120. Программное обеспечение станции «СКЦ-Леуза»

Программное обеспечение контроля цементирования осуществляет в реальном масштабе времени прием, оперативную обработку данных от датчиков технологических параметров и обеспечивает выдачу результатов измерения в графической, текстовой или в любой удобной для восприятия форме на экране монитора или на принтере.

Обеспечивается визуализация информации на индикаторном табло, контроль и сигнализация выхода технологических параметров за установленные пределы, формирование базы технико-технологических данных по исследуемой скважине и по группе скважин с дальнейшим сохранением всей информации на жестком диске.

Основные технические данные «СКЦ-Леуза»:

Давление тампонажного раствора, МПа	0 – 25, 0 – 40
Расход тампонажного раствора, $\text{дм}^3/\text{с}$	0 – 13, 0 – 100
Плотность тампонажного раствора, $\text{г}/\text{см}^3$	1 – 2,2
Температура тампонажного раствора, $^{\circ}\text{C}$	0 – 100
Уровень выходных сигналов с датчиков, В	0 – 5, 0 – 10
Напряжение питания, В (кроме ПК)	110 – 265
Масса станции, кг, не более	160

Станция контроля гидроразрыва пласта (ГРП)

Станция контроля гидроразрыва пласта (рис. 2.121) предназначена для размещения оборудования и аппаратуры систем записи, контроля, исследования и управления за работой при гидроразрыве пласта, а также систем жизнеобеспечения для работы обслуживающего персонала [7].



Рис. 2.121. Станция контроля гидроразрыва пласта (ГРП)

Обслуживающий персонал станции ГРП: четыре человека (три оператора и один лаборант). Станция контроля ГРП состоит из двух отсеков. Операторский отсек включает в себя:

- систему проведения и контроля за процессом гидроразрыва пласта (пульт управления – для контроля и управления насосами откачки жидкостей при гидроразрыве пласта;
- контрольно-измерительную аппаратуру;
- регистрирующий комплекс;
- катушки смотки для подключения к внешним источникам питания и для подключения к гидронасосам откачки;
- систему жизнеобеспечения для работы обслуживающего персонала (кондиционер; стол с тумбочками; бытовой шкаф для размещения печи СВЧ, продуктов питания и т.д.; систему вентиляции воздуха «Fan Tastik Vent»;
- систему обогрева отсека от двигателя автомобиля;
- диван-рундук;
- пульта управления энергоснабжением автомобиля – для 24 и 220 В; освещение – как для 24, так и для 220 В).

Лабораторный отсек включает в себя:

- аппаратуру для проведения исследования жидкостей, откаченных насосами при гидроразрыве пластов;
- систему жизнеобеспечения для работы лаборанта (кондиционер; стол с тумбочками; шкаф в навесном отсеке;
- умывальник;
- систему вентиляции воздуха «Fan Tastik Vent»;
- систему обогрева операторского отсека от двигателя автомобиля; освещение – как для 24, так и для 220 В.

Для стационарной работы станция контроля ГРП оснащается дизельным генератором мощностью до 8 кВт (220 В) или гидрогенератором.

2.9. Мобильные буровые установки

Мобильная буровая установка МБУ-125

Назначение установки МБУ-125 (рис. 2.122): бурение разведочных, эксплуатационных скважин, проведение капитального ремонта (КРС), в том числе для работ по зарезке бокового ствола из действующих или ликвидированных скважин, а также для проведения других видов работ по строительству скважин [37, 38].

Мобильная буровая установка МБУ-125 имеет следующие технические параметры:

допускаемая нагрузка на крюке, кН	1226
мощность привода, кВт	345,5
расстояние от земли до оси кронблока, м	37
максимальная длина поднимаемой свечи, м	24
диаметр бурильных труб, мм	73, 89, 114, 127
тяговое усилие буровой лебедки, кН	191
скорость спуска кронблока с грузом, м/с	0,9
скорость подъема кронблока с грузом, м/мин	0,8

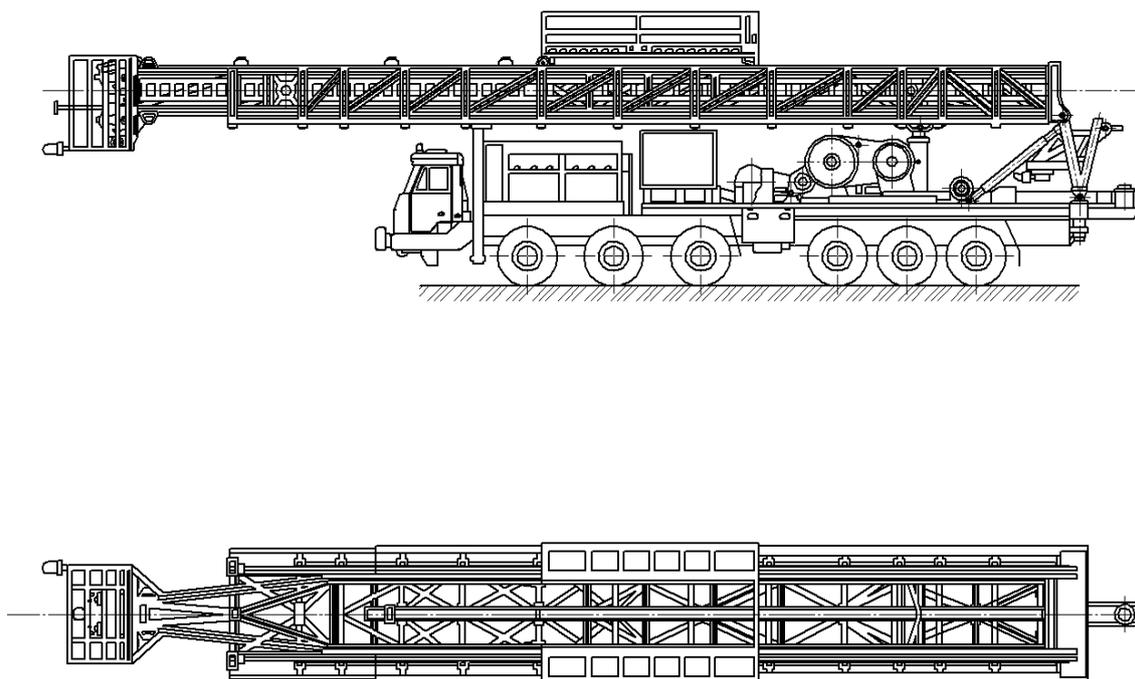


Рис. 2.122. Общий вид МБУ-125

Данный агрегат относится к мобильным буровым установкам высокой проходимости, предназначенным для глубокого бурения, обслуживания и ремонта скважин. В состав оборудования, установленного на МБУ-125, входят:

- подъемный блок на раме самоходного шасси;
- приводной двигатель;
- раздаточный редуктор;
- трансмиссия привода лебедки;
- телескопическая вышка с кронблоком;
- талевая система с крюкоблоком;
- аварийный привод.

Установка также включает однобарабанную лебёдку, трансмиссию тихого и быстрого хода, которая содержит цепные редукторы, закрепленные на раме и на валу барабана лебёдки.

Упрощение конструкции установки помогло сохранить ее функциональные возможности за счет применения однобарабанной лебёдки, которая наиболее компактна и проста по конструкции по сравнению с двухбарабанной лебёдкой с буровым и тартальным барабанами. МБУ-125 значительно увеличивает эффективность обслуживания и ремонта нефтяных и газовых скважин, так как гораздо меньшее время требуется для монтажа и установки оборудования на раму, а также демонтаж и транспортирование.

Мобильная установка для проведения работ устанавливается на рабочей площадке, несущая способность грунта которой должна быть не менее 1,5 МПа. Под колеса МБУ ставят противооткатные упоры.

К откидным площадкам, которыми оснащена установка, крепят опоры и обустройствают подходы к ним.

Собирают и устанавливают в рабочее положение устройства и приспособления с креплением на вышке.

С крюков вышки снимают оттяжки, канат подвески ключей, канат страхового устройства верхового балкона и расправляют их. Фиксируют крюкоблок.

Перед подъемом вышки отсоединяют откидные болты передней опоры вышки. Отсоединяют части крепления верхней секции вышки относительно нижней и включают сеть пульта управления.

Подъем вышки осуществляют при давлении не более 18 МПа.

Опускание вышки производят при давлении в пределах от 4 до 5 МПа.

Положение вышки фиксируется при помощи откидных болтов, расположенных на задней опоре.

В рабочем положении используют определенные оттяжки: для восприятия нагрузки на установку кронблок и вышку соединяют с рамой двумя силовыми оттяжками; для ограничения перемещения вышки при ветровых нагрузках применяют ветровые оттяжки; для ограничения перемещения балкона и восприятия ветровой нагрузки установлены стабилизирующие оттяжки балкона.

Закрепляют оттяжки: силовые оттяжки натягивают с усилием 10 кН (до отсутствия провисания), при этом момент затяжки должен составлять 2 Н·м; ветровые оттяжки закрепляют к якорям и натягивают с усилием 10 кН, при этом момент затяжки должен составлять

20 Н·м; стабилизирующие оттяжки балкона верхового рабочего закрепляют к якорям и натягивают с усилием 5 кН, при этом момент затяжки должен составлять 10 Н·м. Затем устанавливают рабочие площадки. Установка МБУ-125, закрепленная на площадке в рабочем положении, изображена на рис. 2.123.

Однобарабанная лебедка, которая необходима для проведения спуско-подъёмных операций (СПО), содержит барабан с валом, который посредством дисковых пневматических фрикционных муфт соединён напрямую и установлен соосно с основными двигателями, расположенными по разные стороны барабана. Для повышения тягового усилия на барабане лебёдки с соответствующим снижением скорости подъема работа производится через цепные редукторы.

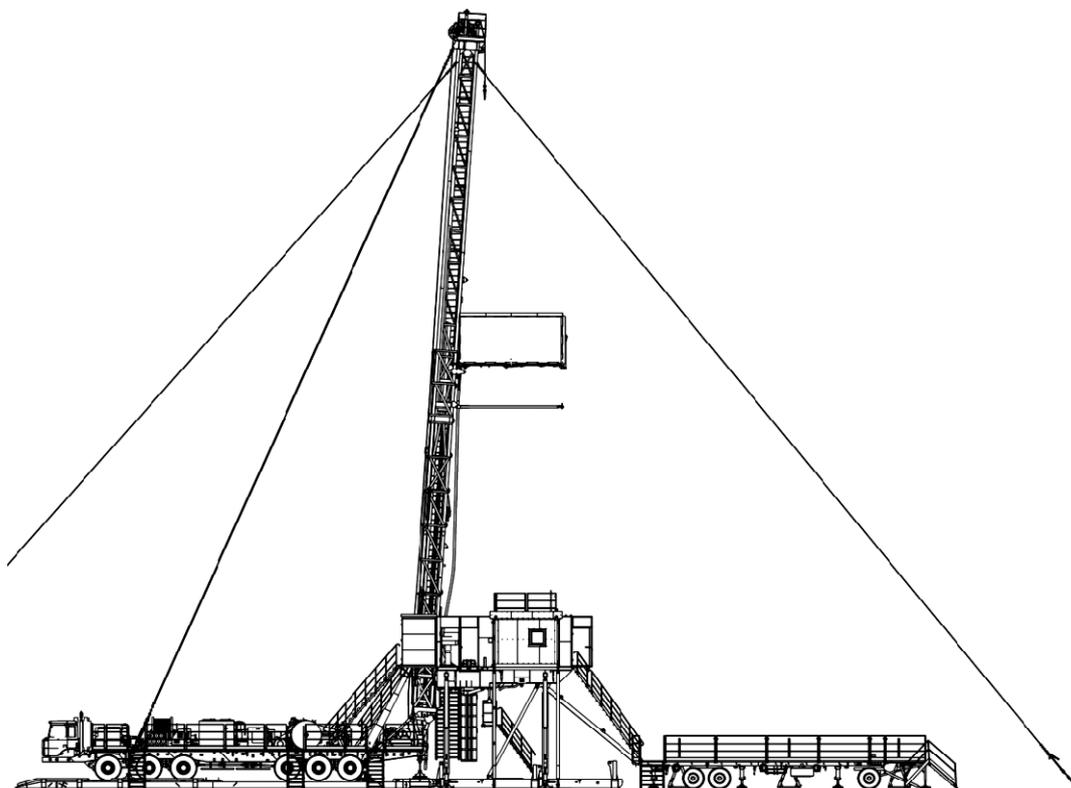


Рис. 2.123. МБУ-125 в рабочем положении

Управление лебёдкой осуществляется с помощью органов управления тормоза, а также с пульта управления и обеспечивается пневматической системой лебедки. При включении пневматических муфт звездочки тихого и быстрого хода муфт соединяются с валом барабана лебедки. Вращение задает привод лебедки с раздаточного

редуктора, имеющего два выхода, с одного выхода на редуктор тихого хода, с другого – на редуктор быстрого хода.

Крутящий момент от трансмиссии к барабану лебедки передается с подачей воздуха через штуцер вертлюга подвода воздуха под диафрагму, расположенную на наружном диске большой пневматической муфты.

Тормоз лебедки имеет ручное пневматическое и механическое управление, которое обеспечивает плавное торможение с постепенным увеличением тормозного усилия.

Использование однобарабанной лебедки обеспечивает полную остановку и удержание груза в неподвижном состоянии некоторое время (до 3 с) до момента наложения основного тормоза. При бурении двигатель работает в режиме регулятора подачи долота.

Система управления приводом обеспечивает полную управляемость приводными электродвигателями даже при торможении на подъеме и разгоне на спуске. Основное торможение производится с помощью электродвигателя, аварийное – механическим тормозом рычагом включения аварийного привода.

При транспортном положении вышка лежит на передней и задней стойках рамы. Установка вышки в рабочее или транспортное положение, а также выдвижение верхней секции из нижней осуществляется при помощи гидросистемы, которая обеспечивает разворачивание в рабочее положение узлов и элементов установки.

Управление установкой на эксплуатации включает управление гидроцилиндром подъема вышки и гидроцилиндром выдвижения верхней секции вышки.

Электрооборудование подъемного блока (24 В) подключено к электрооборудованию шасси.

Контроль за работой двигателя, подача сигнала пуска двигателя, аварийная остановка двигателя осуществляются с пульта управления оператора.

Мобильная буровая установка МБУ-125 повышает эффективность обслуживания и ремонта нефтяных и газовых скважин по причине снижения затрат времени на монтаж и установку оборудования на раме, а также демонтаж и транспортировку самой установки.

Конструкция установки позволяет производить работы более рационально, обеспечивает её высокую эргономичность и безопасность. Возможности буровой установки позволяют использовать её при глубоком бурении нефтяных и газовых скважин, причём для её

транспортирования не нужно использовать постороннюю технику, как это требуется для стационарных буровых.

Установка для ремонта и освоения скважин КОРО 1-80

Установка КОРО 1-80 (рис. 2.124) предназначена для спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами, фрезерования и райберования при ловильных работах, нагнетания технологических жидкостей в скважины при их освоении и капитальном ремонте [37, 38].

На рис. 2.124 показан комплекс оборудования КОРО 1-80.

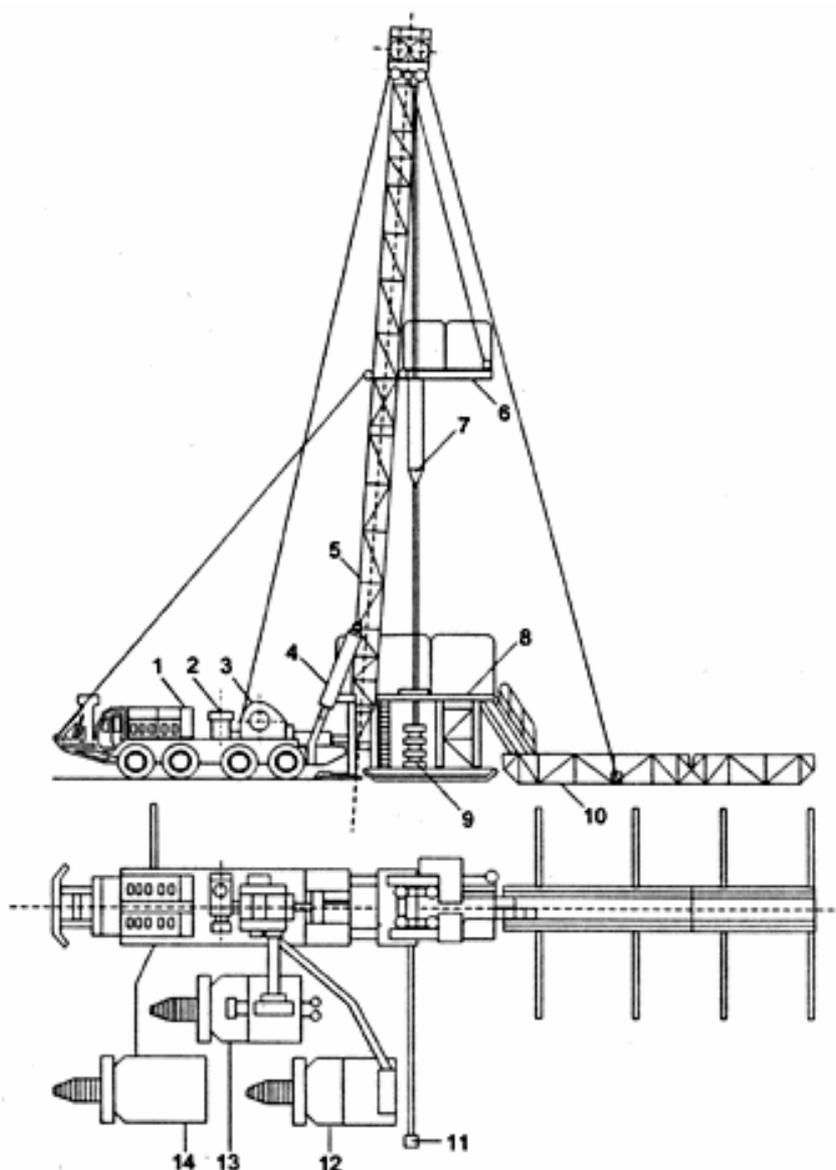


Рис. 2.124. Установка КОРО 1-80 в рабочем положении

В состав установки входят следующие узлы:

1. Автомобиль МАЗ-537.
2. Платформа подъёмной установки.
3. Лебедка.
4. Гидроцилиндры подъема вышки.
5. Вышка.
6. Балкон верхнего рабочего.
7. Талевый блок.
8. Рабочая площадка.
9. Противовыбросное оборудование.
10. Приемные мостки.
11. Пульт управления противовыбросовым оборудованием.
12. Передвижная дизельная электростанция.
13. Насосный блок.
14. Инструментальная тележка.

Техническая характеристика установки КОРО 1-80:

номинальная грузоподъемность на крюке, кН	800
мощность привода навесного оборудования, кВт	420
высота вышки от земли, м	30
проходное отверстие стола ротора, мм	360
наибольшее давление насоса, МПа	60
скорость передвижения установки, км/ч	30
общая масса комплекса, т	108

Комплекс оборудования КОРО 1-80 состоит из самоходной подъемной установки и передвижных блоков: рабочей площадки, мостков, насосного блока, противовыбросового оборудования, передвижной дизельной электростанции и инструментальной тележки.

Подъемная установка предназначена для спуско-подъемных операций. Она смонтирована на шасси автомобиля высокой проходимости МАЗ-537 и состоит из следующих основных узлов: лебедки, вышки с талевой системой, трансмиссии, гидросистемы и системы управления. Установка оснащена системой механизации вертикальной установки труб с частичным совмещением операций, выполняемых верхним рабочим.

Основным оборудованием агрегата являются:

Лебедка – однобарабанная, сварной конструкции. К ребордам бочки барабана приварены цапфы вала, установленные на двух сферических роликовых подшипниках, размещенных в жесткой сварной станине. Лебедка имеет тормоза двух типов – механический и электропорошковый. Механический тормоз расположен на одном конце

барабанного вала, а со стороны приводной шестерни-колеса консольно расположен ротор электропорошкового тормоза. Бочка барабана по поверхности цилиндра имеет винтовую нарезку для правильности укладки талевого каната. Лебедка оснащена механизмами противозатаскивания талевого блока автоматического действия и пневмоостановом вращения барабана лебедки.

Фрикционная муфта лебедки – однодисковая, пневматическая, размещена консольно на трансмиссионном валу. Второй конец трансмиссионного вала с помощью карданного механизма выведен за пределы станины для привода насоса, закачивающего жидкость в скважину.

Вышка – телескопическая, двухсекционная, форменной конструкции с открытой передней гранью; поднимается двумя гидравлическими домкратами. Верхняя секция выдвигается специальной лебедкой с гидроприводом через канатно-блочную систему. Балкон верхнего рабочего, шарнирно закрепленный на третьем поясе верхней секции, разворачивается с помощью полиспастной системы вокруг шарнирного крепления, одновременно с выдвиганием верхней секции в рабочую позицию.

Кронблок – пятишківный с тремя перекрещивающимися осями.

Талевый блок – раздвоенный, четырехшківный. К нему подвешены сменные узлы: трехрогий крюк для работы со штропами и укладкой труб на мостки или специальный элеватор для работы при спуско-подъемных операциях с размещением труб вертикально.

Привод лебедки осуществляется от двигателя автомобиля через его раздаточную коробку, коробку отбора мощности, карданный вал, раздаточную коробку установки, конический редуктор, трансмиссионный вал и цилиндрическую передачу на вал барабана лебедки. От трансмиссионного вала мощность отбирается для привода насоса, а от раздаточной коробки – на ротор через редуктор и цепные передачи. Привод исполнительных органов механизации в подъемной установке – гидравлический.

Гидросистема установки питается от двух гидронасосов. Один насос установлен на валу раздаточной коробки и питает гидромоторы катушечного вала, механизированного ключа и цилиндра трубодержателя. Второй насос работает от индивидуального электродвигателя через редуктор и приводит в движение гидроцилиндры подъема вышки, ног задней опоры, гидрораскрепителя и спайдера.

Система управления установкой преимущественно дистанционная с использованием электрических, пневматических и гидравлических средств.

Рабочая площадка – на рамном основании; состоит из верхней рамы с настилом из рифленого листа и нижнего основания, сваренного из труб диаметром 168 мм. Рама и основание имеют связку из несущей фермы с восемью опорами. Для повышения устойчивости площадки крайние опоры ее имеют дополнительные аутригеры, а консольный конец верхней рамы с помощью винтовых шаровых упоров упирается в соответствующие шаровые подушки, расположенные на задней опоре вышки.

Передвижные буровые установки типа ПБУ-2

Передвижные буровые установки типа ПБУ-2 (рис. 2.125) с комплектом бурового и вспомогательного инструмента предназначены для бурения скважин различного назначения в породах до 4-й категории буримости. Основным способ бурения – вращательный с подвижным вращателем.



Рис. 2.125. Общий вид установки ПБУ-2

Передвижная буровая установка (ПБУ) осуществляет бурение шнеками, в том числе шнековым буром шурфоскважин, колонковое бурение с промывкой и «всухую», бурение ударно-канатным методом и может быть использована для инженерно-геологических и гидрогеологических исследований, бурения «на воду», поиска и разведки твердых полезных ископаемых, для сейсморазведки.

Подвижный вращатель установки приводится во вращение ведущим валом от трансмиссии установки и перемещается по направляющим мачты гидроцилиндрами механизма подачи. Мачта трубчатая с открытой передней гранью. Лебедка планетарная со свободным сбросом для ударно- канатного бурения, канатоемкость – 60 м, диаметр каната – 14 мм. Исполнение без лебедки предназначено для проведения работ, не требующих обсадки скважины, без применения забивного стакана. Возможна комплектация кривошипно-шатунным балансиrom с ходом 550 мм.

Исполнение с балансиrom позволяет работать на установке с забивным стаканом и производить пробную откачку воды, забивку обсадных труб.

Установка может использоваться для пенетрационных исследований с задавливанием инструмента вращателем с усилием 80 кН или специальной кареткой с усилием 100 кН.

Поставляются также установки с насосами НБ4-160/63 и компрессор 2ВУ 0,25-0,6/16, привод которых может осуществляться от общей трансмиссии установки. Исполнение с насосом позволяет в процессе бурения производить промывку скважин, а также колонковое бурение с промывкой, исполнение с компрессором позволяет осоружать скважины при сейсморазведке с применением полых шнеков и пневмопогружением заряда на дно скважины.

Производится комплектация инструментом для различных технологий бурения. Осуществляется монтаж установки на различные транспортные базы, которые выбираются в зависимости от местности и условий, где должна работать установка (ЗиЛ-131, «Урал-4320», КамАЗ-4310, ГАЗ-66, санное основание, трактор ТТ-4). Возможно использование другого шасси грузоподъемностью не менее 4 т.

Основные параметры установки ПБУ-2:

При вращательном бурении шнеками:

- диаметр 135 мм; глубина 50 м; диаметр долота 148 мм;
- диаметр 180 мм; глубина 50 м; диаметр долота 198 мм;
- диаметр 230 мм; глубина 50 м; диаметр долота 250 мм.

При бурении шнековым буром:

- диаметр 650 мм; глубина до 20 м; диаметр долота 650 мм;
- диаметр 850 мм; глубина до 20 м; диаметр долота 850 мм.

При колонковом бурении:

- трубой «всухую» на специальных штангах: диаметр 73 мм; глубина 50 м; диаметр долота 108/127 мм;

– бурильными трубами с прямой промывкой: диаметр 50 мм; глубина 100 м; диаметр долота 132 мм.

При ударно-канатном бурении:

– ударно-забивным станком: глубина 50 м; диаметр долота 135 мм;

– желонированием: глубина 50 м; диаметр долота 108/127 мм.

Техническая характеристика установки ПБУ-2:

Грузоподъемность мачты (по лебедке), кН, не более	52
Ход каретки вращателя, мм	3400
Максимальное усилие, кН	вверх 80, вниз 30
Максимальный момент силы на вращателе, кН·м	5
Привод	дизель Д-65Н для ПБУ-2
Мощность, кВт	44
Масса без транспортной базы, кг	4080

Иностранные буровые установки

Новая концепция разработана совместными усилиями нескольких иностранных компаний для создания совершенно нового типа буровой установки, отвечающей требованиям нового тысячелетия в области добычи нефти и газа.



Рис. 2.126. Общий вид установки NN-100

Буровая установка с гидравлическим приводом (рис. 2.126) – автоматическая гидравлическая буровая установка, которая отвечает

самым насущным требованиям современности в бурильной индустрии. Созданная буровая установка в течение более 4-х лет успешно проводила работу на любом типе земной поверхности и при любых климатических условиях, от пустынь в Северной Африке до льдов в Сибири и Исландии, а также в различных областях применения, начиная с нефтегазовой и заканчивая геотермальной.

Двадцатипятилетний опыт использования гидравлики «Сойл-мек» как производителя гидравлических сваебойных машин в сочетании с опытом производства буровых вышек дали возможность спроектировать, произвести и испытать в полевых условиях буровую установку с гидравлическим приводом.

Технические характеристики мобильных установок:

НН-100:

Статическая нагрузка на крюк, кН	910
Динамическая нагрузка бурения, кН	600
Максимальная сила задавливания, кН	200
Мощность гидропривода, кВт	500
Крутящий момент вертлюга, Н·м	36.00
Ход вертлюга, м	15
Масса без трейлера, т	36

НН-102:

Статическая нагрузка на крюк, кН	1000
Динамическая нагрузка бурения, кН	670
Максимальная сила задавливания, кН	200
Мощность гидропривода, кВт	500
Крутящий момент вертлюга, Н·м	36.00
Ход вертлюга, м	16
Масса без трейлера, т	42

НН-105:

Статическая нагрузка на крюк, кН	1360
Динамическая нагрузка бурения, кН	900
Максимальная сила задавливания, кН	200
Мощность гидропривода, кВт	900
Крутящий момент вертлюга, Н·м	36.00
Ход вертлюга, м	16
Масса без трейлера, т	42

НН-200:

Статическая нагрузка на крюк, кН	1820
Динамическая нагрузка бурения, кН	1250

Максимальная сила задавливания, кН	200
Мощность гидропривода, кВт	1200
Крутящий момент вертлюга, Н·м	36.00
Ход вертлюга, м	16
Масса без трейлера, т	46
НН-300:	
Статическая нагрузка на крюк, кН	2720
Динамическая нагрузка бурения, кН	1800
Максимальная сила задавливания, кН	200
Мощность гидропривода, кВт	1500
Крутящий момент вертлюга, Н·м	50.00
Ход вертлюга, м	16
Масса без трейлера, т	70

*Гидравлические роторные буровые установки
на гусеничном ходу*

Самоустанавливающаяся легко транспортируемая установка, не требующая затрат на монтаж и демонтаж, позволяет устанавливать обсадную трубу без привлечения дополнительной техники (рис. 2.127).

Технические характеристики установок:

R-208 HD:

Максимальный диаметр, мм	1200
Максимальная глубина, м	40
Максимальный крутящий момент, кН·м	96
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	43
Мощность, кВт	108
Общая масса, т	27

R-312/200:

Максимальный диаметр, мм	1500
Максимальная глубина, м	48
Максимальный крутящий момент, кН·м	113
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	40
Мощность, кВт	149
Общая масса, т	35

R-415:

Максимальный диаметр, мм	1500
Максимальная глубина, м	55
Максимальный крутящий момент, кН·м	150
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	30

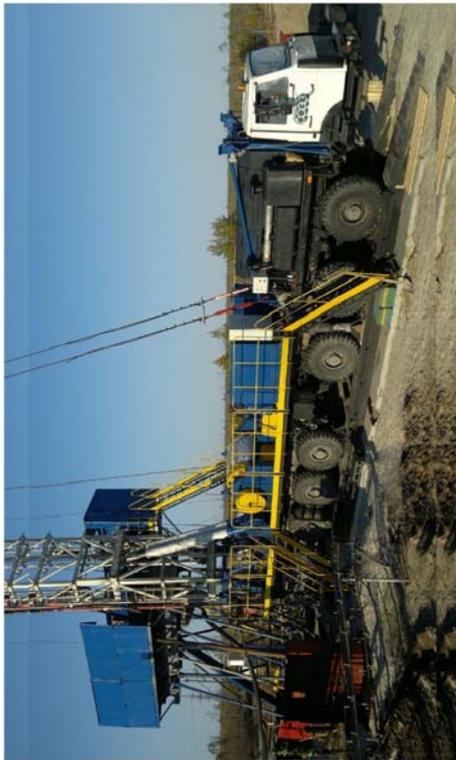
Мощность, кВт	167
Общая масса, т	48
R-516:	
Максимальный диаметр, мм	1500
Максимальная глубина, м	61
Максимальный крутящий момент, кН·м	154
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	27
Мощность, кВт	224
Общая масса, т	54
R-518:	
Максимальный диаметр, мм	2000
Максимальная глубина, м	66
Максимальный крутящий момент, кН·м	172
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	26
Мощность, кВт	224
Общая масса, т	63
R-622 HD:	
Максимальный диаметр, мм	2500
Максимальная глубина, м	77
Максимальный крутящий момент, кН·м	201
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	34
Мощность, кВт	300
Общая масса, т	70
R-825:	
Максимальный диаметр, мм	2500
Максимальная глубина, м	77
Максимальный крутящий момент, кН·м	237
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	28
Мощность, кВт	300
Общая масса, т	85
R-930:	
Максимальный диаметр, мм	3000
Максимальная глубина, м	77
Максимальный крутящий момент, кН·м	305
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	25
Мощность, кВт	400
Общая масса, т	110
R-940:	
Максимальный диаметр, мм	3000

Максимальная глубина, м	77
Максимальный крутящий момент, кН·м	469
Максимальная скорость бурения, мин ⁻¹	19
Мощность, кВт	400
Общая масса, т	120

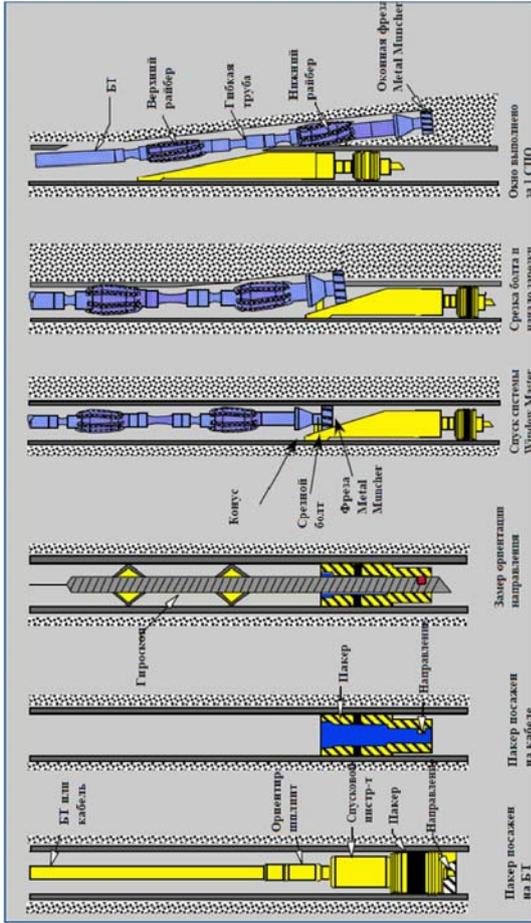


Рис. 2.127. Общий вид буровой установки на гусеничном ходу R-208 HD

Мобильные буровые установки нашли широкое применение для резки боковых отводов эксплуатационной колонны скважин (рис. 2.128).



Ремонтный агрегат



Зарезка докового ствола



Компонавки фрез для гибких НКТ

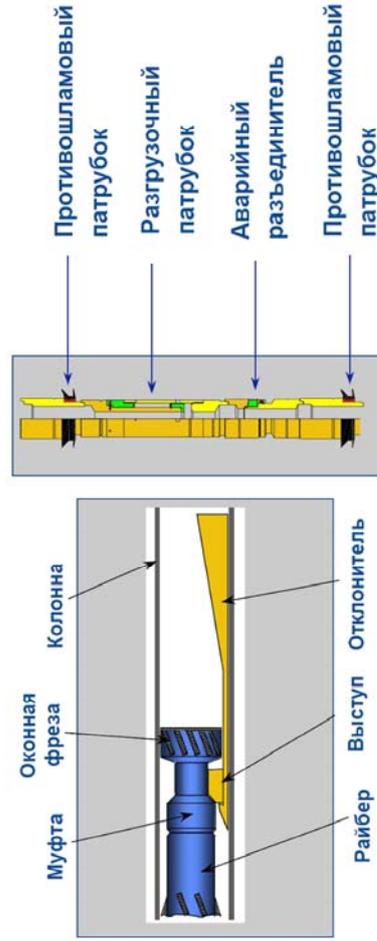


Рис. 2.128. Использование мобильной буровой установки для резки боковых стволов

Контрольные вопросы и задания к главе 2

1. Опишите назначение и основные характеристики оборудования, установленного на цементировочном агрегате ЦА-320.
2. Перечислите основные детали узлов цементировочного поршневого насоса НЦ-320. Принцип работы насоса НЦ-320.
3. Перечислите основные детали узлов секционного горизонтального насоса ЦНС-38-154. Принцип работы насоса ЦНС-38-154.
4. Начертите схему привода насосов агрегата ЦА-320.
5. Основное отличие цементировочного агрегата СИН-35.05 от ЦА-320?
6. Назначение и основное оборудование цементировочной комплексной установки УНЦК-8-32.
7. Назначение и основные параметры модулей цементировочной комплексной установки УНЦК-8-32.
8. Объясните последовательность приготовления цементного раствора.
9. Принцип работы смесительного устройства.
10. Назначение, конструкция смесительно-осреднительной установки УСО-20.
11. Назначение и принцип проведения кислотной обработки скважин.
12. Приведите классификацию насосных агрегатов.
13. Назначение и основное оборудование насосной установки УН-2250.
14. Конструкция и работа трехплунжерного насоса НТП-2250.
15. Назначение и основное оборудование насосной установки УНБ2-1000х75.
16. Назначение и основное оборудование насосной установки УН-450х700.
17. Назначение и основное оборудование насосной установки УНК-160х50.
18. Основное назначение и основные узлы насосного агрегата СИН-32.
19. Конструкция трехплунжерного насоса СИН-32.
20. Назначение и основное оборудование смесительного агрегата АС-40.
21. Отличительная особенность агрегата АС-40 от УСП-50.
22. Назначение и основное оборудование смесительной установки УС-10.

23. Покажите на схеме размещение агрегатов комплекса гидро-разрыва пласта.

24. Поясните работу гидровакуумного смесителя, установленного на смесительную установку УС50х14.

25. Назначение и основное оборудование смесительной установки УС-50-20К.

26. Технология приготовления тампонажного раствора на смесительной установке УС-50-20К.

27. Какие наземные работы проводятся при ремонте скважин?

28. Перечислите спуско-подъемное оборудование при текущем ремонте скважин.

29. Перечислите технологическое оборудование при текущем ремонте скважин.

30. Какие подготовительные работы проводятся до начала ремонта скважин?

31. Назначение, основное оборудование и отличительные особенности подъемных агрегатов АПРС-50К, АПРС-40М, АПРС-40К.

32. Назначение, конструкция ремонтных агрегатов АР-60, АР-32/40М.

33. Причины и участки оборудования асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) в скважине. Борьба с АСПО.

34. Назначение, конструкция, принцип работы паропромысловых установок ППУА 1600/100, ППУА 1900/100. Основные технические характеристики.

35. Назначение, конструкция, принцип работы агрегатов для депарафинизации АДНМ 12/150.

36. Область применения колтюбинговых установок.

37. Марки, назначение, конструкция колтюбинговых установок легкого класса.

38. Марки, назначение, конструкция колтюбинговых установок среднего класса.

39. Марки, назначение, конструкция колтюбинговых установок тяжелого класса.

40. Технология, необходимый инструмент, используемый для резки боковых отводов с помощью колтюбинговых установок.

41. Внутрискважинное оборудование, применяемое для разбуривания пробок в полости лифтовых труб в скважине.

42. Внутрискважинное оборудование, применяемое при ловильных работах.

43. Изобразите схему внутрискважинного оборудования с использованием сдвоенного паккера в транспортном, рабочем положениях и при проведении процесса воздействия на пласт.

44. С какой целью используются азрированные тампонажные растворы и основа их приготовления?

45. Назначение установки для нагнетания газов УНГ 8/15.

46. Основные технические характеристики установки для нагнетания газов УНГ 8/15.

47. Основные узлы и агрегаты установки нагнетания газов УНГ-8/15, их назначение.

48. Изобразите кинематическую схему привода насосов установки для нагнетания газов УНГ 8/15.

49. Назначение, технология получения азота азотной компрессорной станции ПКСА 9/200.

50. Принцип приготовления азотного тампонажного раствора, пояснить на принципиальной схеме.

51. Основное оборудование передвижной азотной компрессорной станции ПКСА 9/200.

52. Назначение, состав оборудования станции контроля цементирования скважин СКЦ-4. Параметры станции контроля цементирования.

53. Возможности, параметры станции контроля цементирования СКЦ-Т.

54. Основное оборудование станции контроля цементирования «КС-цемент».

55. Особенности станций контроля цементирования «Раствор-М», «СКЦ-Леуза».

56. Назначение, оборудование станции контроля гидроразрыва пласта (ГРП).

57. Назначение, основные технические характеристики мобильной буровой установки МБУ -125.

58. Основное оборудование и его назначение на мобильной буровой установке.

59. Назначение, конструкция основного оборудования установки КОРО 1-80.

60. Назначение, конструкция основного оборудования установки ПБУ-2.

61. Марки, конструктивные особенности иностранных буровых установок.

Библиографический список

1. АвтоСнабКомплект, агрегат подъёмный АПРС-40 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.auto-sk.ru/production.php?listSection§ion=91&car=4>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
2. Агрегат СИН-35.05 насосный цементируочный [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drillings.ru/sin3505>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
3. Агрегат цементируочный. Всё о цементе и бетоне [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://cementiruem.ru/vse-o-cemente/agregat-tsementirovochnyiy.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
4. Агрегат-смеситель АС-40. ЗАО «Краснодарский автоцентр КамАЗ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.kkamaz.ru/product_catalog/produce/398/, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
5. Агрегаты для проведения капитального и текущего ремонта скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=608275>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
6. Блантер, С.Г. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности : учебник для нефт. спец. вузов/ С.Г. Блантер, И.И. Суд. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1980. – 478 с.
7. Большой информативный нефтяной сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nefrussia.ru/podemniki-i-podemnye-agregaty-v-krs-i-prs/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
8. Буровые установки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bestreferat.ru/referat-57569>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).
9. Группа компаний «ГЕО» – производитель профильной геофизической продукции, оборудования и спецтехники [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://groupgeo.ru/ru/production/itemlist/category/48-stantsiya-kontrolya-tsementirovaniya-skts-tamronazh.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

10. Долгополов, С.В. Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. – М. : Недра, 1997. – 140 с.

11. Завод специальной автотехники, установка кислотная УНК-160x50 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://spec-avtoteh.ru/index.php/unk160x50.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

12. ЗАО «СКБ Ореол» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.skboreol.ru/Products/products6.htm>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

13. Запсибпроммаш, запчасти плунжерного насоса СИН-32 : каталог СИН-32 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://xn-d1abab4ahmlar.xn-p1ai/katalog-sin32>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

14. Ижевский машзавод, установки для КРС и тампонажных работ, установки гидроразрыва, установка для гидроразрыва пласта УН-450x700 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tdmashzavod.ru/products/krs/hydro/un450x700.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

15. КамАЗ продажа. Паровая установка ППУ 1600/100 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tpk-avtomagnat.ru/args?view=129086603>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

16. Каменщиков, Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин/ Ф.А. Каменщиков. – М.; Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.

17. Лазута, И.В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи : учебное пособие/ И.В. Лазута, Р.Ю. Сухарев. – Омск : СибАДИ, 2015. – 160 с.

18. Лобкин, А.Н. Специальные агрегаты и механизмы на транспортной базе, применяемые в нефтегазодобыче/ А.Н. Лобкин, С.А. Акопов, И.Ю. Максименко. – М. : ООО «Недра-Бизнес-Центр», 2002. – 220 с.

19. Логвиненко, С.В. Цементирование нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1986. – 169 с.

20. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти : уч. пос. для вузов/ И.Т. Мищенко. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

21. Молчанов, А.Г. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/ А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. – М. : Изд-во «Академия горных наук», 2000. – 224 с.

22. Насос НЦ-320, 9Т, НБ-125, 9МГр-73. ЗАО «Буровое нефтепромысловое оборудование» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bno.su/nasos-nc-320-9t-nb-125-9mgr-73>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

23. Насос трехплунжерный СИН-32. ООО «Торговый Дом Машзавод» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sarmash.ru/product/product15/sin/sin32.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

24. Насос ЦНС-38-154 секционный горизонтальный [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ufk-techno.ru/704.htm>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

25. Научно-производственное объединение «Техкранэнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pribortke.ru/products/irr-1/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

26. Нефтемаш. Паровая установка ППУ 1900/100 – Нефтяное оборудование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftemash.ru/products/59/389/function.file-get-contents>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

27. Нефтепромысловое оборудование : справочник/ под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд. – М. : Недра, 1990. – 559 с.

28. Нюняйкин, В.Н. Справочник нефтяника/ В.Н. Нюняйкин, Ф.Ф. Галеев, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. – Уфа : Башкортостан, 2001. – 264 с.

29. ОАО «Ижнефтемаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://izhneftemash.org/izhevskim-zavodom-neftyanogomashinost>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

30. ОАО «ПО ЕлаЗ», агрегат подъемный для ремонта скважин АР 32/40М [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.elaz.ru/production/spectechnika/ar_3240m.php, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

31. Оборудование РФК для гидроразрыва пласта, мобильный комплекс ГРП [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://www.fracturing.ru/frac-complex-rfc.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

32. ООО НПП «Геосфера» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geosferatver.ru/control/skc/rastvor-m.php>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

33. ООО «Спец-авто», агрегат ремонтный АПРС-40 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://spec-avto.h1.ru/ar3240.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

34. Орлов, П.И. Основы конструирования/ П.И. Орлов. – М. : Машиностроение, 1977. – 623 с.

35. Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию/ Г.С. Борисов, Ю.И. Дытнерский, В.П. Брыков,. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Химия, 1991. – 496 с.

36. Передвижная азотная компрессорная установка [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://uralzavod.ru/peredvizhnaya_fzotnaya_kompressornaya_stanciya, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

37. Передвижная буровая установка на гусеничном ходу. Продажа и аренда использованной SoilMec R208 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.modelcogroup.ru/used_equipment/piling_rigs_large_diameter_boring/soilmec_r208_pile_rige_machine_used.php, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

38. Передвижная буровая установка. Буровые установки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://aznakajevo.redads.ru/biznes-i-partnerstvo/oborudovaniye/peredvizhnaja-burovaja-ustanovka-pbu-82101.htm>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

39. Плунжерные насосы и насосное оборудование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nasospt.ru>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

40. Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : уч. пос. для СПО/ Б.В. Покрепин – 2-е изд., стер. – Волгоград : Издательский дом «Ин-Фолио», 2011. – 496 с.

41. Производственно-техническое предприятие «Урал», агрегат для ремонта скважин АР 32/40М «Урал 4320-1912-40» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://avtoural.ru/каталог-техники/агрегаты-для-ремонта-скважин/агрегат-для-ремонта-скважин-ar-3240м.>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

42. Производство и продажа спецтехники на шасси «Урал» и «КамАЗ» – «Уралспецмаш». Паропромысловые установки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uralspecmash.ru/tech/specztekhnika-dlya-dobychi-nefti-i-gaza/paropromyslovye-ustanovki/kotel-parovoj-dlya-prua#/descr>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

43. РФК. Мобильный комплекс ГРП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fracturing.ru/frac-complex-rfc.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

44. Синергия, каталог основных деталей и сборочных единиц, насос трехплунжерный СИН-32 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://xn--d1abab4ahmlar.xn--p1ai/d/310356/d/sin32.pdf>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

45. Скобло, А.И. Процессы и агрегаты нефтегазопереработки и нефтехимии : учебник для вузов/ А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И. Владимиров, В.А. Щелкунов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 677 с.

46. Специальная автомобильная техника в нефтяной и газовой отраслях/ О.Ф. Данилов. – М. : Недра, 1997. – 755 с.

47. Специальная автомобильная и тракторная техника в нефтяной и газовой промышленности : справочник. – Тюмень : Изд-во «Вектор Бук», 2001. – 456 с.

48. Спецтехника для нефтяного и газового комплекса (справочник)/ Ю.А. Федотенко, В.М. Гапеев. – Омск : СибАДИ, 2008. – 38 с.

49. Стромнефтемаш, энерго-нефтепромышленное оборудование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.Stromneftemash.ru/i/u/catalog_NPO.pdf, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

50. Тамбовполимермаш, насос трехплунжерный ЗПН-70 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.Tambovpolimer.ru/katalog_id/13/, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

51. Технические средства для цементирования скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.porshniplus.ru/tech-sementirovanie>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

52. Технические характеристики ЦНС-38-154. Росгидромаш [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rgm1.ru>

/print.shtml?92, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

53. Торгово-производственная компания «Сибпромтранс», агрегат ремонта скважин АПРС-40 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.sibpromtrans.ru/gaz/AR_3240M.php, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

54. Траст Инжиниринг, УНБ2-1000х75 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://trustneft.ru/articles/New_oil_and_gas_equipment/html, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

55. УралСпецТранс, для нефтегазодобывающей отрасли, кислотной обработки скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralst.ru/model.php?id=912>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

56. Установка насосная цементировочная комплексная УНЦК-8-32 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vertlugi.ru/eq/prod/unck.php>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

57. Установка нагнетания газов УНГ-8/15 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://specztechnica.ru/index/ca_320/0-15, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

58. Установка смесительная KHS-2000 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ua.bizorg.su/tsementirovochnyy-agregat-r/p5746296-ustanovka-peskosmesitelnaya-khs2000>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

59. Установка смесительная механическая УСМ-20Р1-01 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://truck-planet.com/catalog/ustanovka-smesitelnaya/ustanovka-smesitelnaya-usm-20r1-02.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

60. Группа компаний «Римера», установка смесительная с бункером УС-50х14 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rimera.com/products/ustanovki-smesitelnye/ustanovka-smesitelnaya-s-bunkerom-us50kh14>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

61. Установка смесительно-осреднительная. Каталог «Бурение». Техника и технологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bur.oilru.ru/catalog/group/product/?366>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

62. Цементирование скважин. Технологии бурения скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// teplozond.ru /spravochnik-burilshhika/cementirovanie-skvazhin.html](http://teplozond.ru/spravochnik-burilshhika/cementirovanie-skvazhin.html), свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

63. Цементировочные агрегаты. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://kasc.ru/cementirovochnye_agregaty, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

64. Цементировочный агрегат ЦА-320. Спецтехника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.specztechnica.ru/index/ca_320/0-15, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

65. Цементосмесительные машины и агрегаты. Всё про нефть и газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neft-i-gas.narod.ru/litera/knigi/4/6/index.htm>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения к ресурсу: 01.12.16).

66. Чичеров, Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы/ Л.Г. Чичеров. – М. : Недра, 1983. – 307 с.

67. Щуров, В.И. Технология добычи нефти : учебник для вузов/ В.И. Щуров – 3-е изд., стер. – М. : ООО «Издательский дом Альянс», 2009. – 510 с.

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	3
1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ	
СКВАЖИН.....	4
1.1. Основные понятия, характеризующие сервисные работы на скважине.....	4
1.2. Способы эксплуатации скважин.....	5
1.3. Строительство скважин.....	7
1.4. Технология крепления скважины.....	10
1.5. Гидроразрыв пласта.....	13
1.6. Глушение скважины.....	15
1.7. Кислотная обработка скважины.....	17
1.8. Современные технологии сервисного обслуживания скважин.....	19
Контрольные вопросы и задания к главе 1.....	25
2. АГРЕГАТЫ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ И СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ	
СКВАЖИН.....	26
2.1. Цементировочные агрегаты.....	26
2.2. Насосные агрегаты.....	49
2.3. Смесительные агрегаты.....	65
2.4. Агрегаты для ремонта скважин.....	77
2.5. Агрегаты для депарафинизации и паропромысловые установки.....	95
2.6. Колтюбинговые установки.....	110
2.7. Установки для нагнетания газов.....	131
2.8. Станции контроля.....	148
2.9. Мобильные буровые установки.....	164
Контрольные вопросы и задания к главе 2.....	180
Библиографический список:.....	183