

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

У Ч Е Б Н И К

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

УМРАЛИЕВ Б.Т., ЕРМЕКОВ М.М

Издательство Арман-ПВ
г.Павлодар-2004

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Предисловие	2
Раздел 1. Основные сведения о геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений	4
1.1. Краткая история применения нефти и газа	6
1.2. Свойства нефти и газа	9
1.3. Происхождение нефти	12
1.4. Нефтяные и газовые месторождения	16
1.5. Конструкция скважин	23
1.6. Способы эксплуатации скважин	27
1.7. Подземный ремонт скважин	33
Раздел 2. Оборудование эксплуатационных и нагнетательных скважин	41
2.1. Оборудование фонтанных скважин	41
2.2. Оборудование газлифтных скважин	41
2.3. Штанговые насосные установки	47
2.4. Установки центробежных насосов	57
2.5. Оборудование нагнетательных скважин	64
Раздел 3. Оборудование для подземного ремонта скважин	67
3.1. Оборудования для подземного ремонта скважин и его классификация	67
3.2. Инструмент и приспособления для спуско-подъемных операций	68
3.3. Оборудование для механизации тяжелых ручных операций	76
3.4. Стационарное наземное оборудование	84
3.5. Агрегаты для ремонта нефтяных и газовых скважин	86
3.6. Агрегаты для гидроразрыва, гидропескоструйной перфорации и солянокислотной обработки пласта	98
3.7. Цементно-смесительные агрегаты	103
3.8. Контроль процесса цементирования и управление им	135
3.9. Самоходные компрессорные установки	139
3.10. Манифольд и прочее оборудование	142
3.11. Канатная техника	143
3.12. Противовыбросовое оборудование	147
3.13. Агрегаты для исследования скважин	148
3.14. Оборудование для вспомогательных операций и ремонта техники	151
3.15. Ловильные инструменты	154
3.16. Оборудование для ремонта скважин под давлением	160
Раздел 4. Технология проведения подземного ремонта скважин	
4.1. Классификация операций, выполняемых при подземном ремонте	163
4.2. Подготовка скважин к ремонту	166
4.3. Спуско-подъемные операции	176
4.4. Смена штангового насоса и изменение глубины подвески	189
4.5. Ремонт скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами	193
4.6. Чистка и промывка песчаных и гидратных пробок	195
4.7. Термическая очистка труб от парафина	206
4.8. Гидравлический разрыв пласта	207

4.9.	Гидропескоструйная перфорация	215
4.10.	Кислотная обработка скважин	218
4.11.	Ловильные работы	223
4.12.	Ремонтно-изоляционные работы	230
4.13.	Способы цементирования скважин	234
4.14.	Тампонажные материалы для повторного цементирования	243
4.15.	Методы крепления пород призабойной зоны скважин	258
4.16.	Возвратные работы	258
4.17.	Зарезка скважин вторым стволом.	260
4.18.	Ремонтно-исправительные работы	264
Раздел 5.	Охрана окружающей среды	272
5.1.	Основные аспекты охраны окружающей среды	272
5.2.	Охрана воздушной среды	273
5.3.	Охрана земной поверхности	274
	Список литературы	288

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефть и газ приковывали к себе внимание людей с незапамятных времен. Народы разных континентов использовали нефть, асфальты, битумы в медицине, строительстве, в качестве топлива, смазки, освещения и в военных целях.

В настоящее время технический прогресс во всех отраслях промышленности связан с применением нефти и газа. Нефть необходима для развития почти всех видов промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Нефть и газ — отличное сырье для химической промышленности. Из нефти и газа получают пластмассы, синтетические текстильные волокна, удобрения, синтетический каучук, спирты, лекарства и др. Высокая теплотворная способность и низкая себестоимость добычи нефти и газа по сравнению с другими видами топлива обуславливают постоянное увеличение доли этих видов топлива в энергетическом балансе страны.

Резкое увеличение темпов добычи нефти и газа в Казахстане в последние годы связано с значительным расширением сырьевой базы за счет открытия новых крупных месторождений и новых нефтегазоносных областей. Открытие крупных месторождений нефти и газа, как Тенгизское нефтяное Жанажолское и Карачаганакское газоконденсатное и др. стало возможным благодаря широкому развитию теоретических представлений по условиям образования, скопления и сохранения нефти и газа.

Еще на заре развития нефтяной промышленности в 1877 г. великий русский ученый Д. И. Менделеев писал: «Представим себе слой песчаника, подобный губке, напитанной нефтью, вообразим, что такая губка окружена непроницаемыми стенками, и представим себе затем, что в этом замкнутом пространстве имеются возвышения и углубления... Газ должен скопиться в верхних частях такого пространства, а нефть — в нижних!» Уже в середине XIX в. русские ученые Г. Абих, А. М. Коншин, Г. Д. Романовский писали о скоплениях нефти и газа в антиклинальных структурах.

В начале XXI века Казахстан стал одним из ведущих нефтедобывающих стран мира, заняв второе место среди стран СНГ, после России. Этот статус Казахстан получил не сразу, а благодаря многолетним исследованиям ученых, геологов специалистов нефтегазовой промышленности. В 1999 году наша страна отмечала Юбилей - 100-летие нефтяной промышленности республики.

Сегодня одной из важнейших проблем мировой экономики являются энергетические ресурсы. Основными видами их являются: нефть, газ, уголь, гидро-энергетические ресурсы, атомная энергия, синтетическое топливо и другие. В настоящее время более 90% мировой энергетики составляют нефть, газ и уголь. По-видимому и в XXI веке могучей силой останутся эти три кита.

Сегодня, нефть является символом Казахстана. Благодаря политики, проводимой Президентом страны Н.А.Назарбаевым, Казахстан стал одним из наиболее влиятельных государств на Евразийском пространстве.

Политическая стабильность, успешные экономические реформы природный и людской потенциал нашей страны являются фундаментом авторитета Казахстана в регионе.

Нефтегазовая отрасль Казахстана имеет богатую 100-летнюю историю. Республика обладает значительными разведанными запасами нефти и газа, а также перспективными и прогнозными ресурсами, являющимися надежной основой для развития нефтегазового комплекса.

В настоящее время доказанные извлекаемые запасы Казахстана, без учета шельфа Каспийского моря, составляют около 2,8 миллиардов тонн нефти и газоконденсата. Предполагаемые запасы оцениваются 2,2 млрд. тонн, нефти. По прогнозным запасам существует разброс от 8 до 22 млрд. тонн, но большинство экспертов сходятся на цифре 12 млрд. тонн. Производительная оценка запасов нефти на Казахстанском шельфе Каспийского моря составляет от 25 до 60 млрд. баррелей. Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти, без учета шельфовых месторождений, оценивается в 6,3 млрд. тонн. Из них 70 % сосредоточено в Западном Казахстане и залегает на глубине 5000 метров и более.

Сегодня на территории Казахстана открыты 208 месторождения содержащих запасы промышленных категорий. Из них 98 нефтяных, 67 нефтегазовых, 22 газовых и газоконденстных месторождений. В разработке находится около - 75 месторождений.

В географическом плане запасы нефти распределены крайне неравномерно. На территории Западных областей, Мангистауской, Атырауской, Западно-Казахстанской и Актюбинской областей находится 98,2 % разрабатываемых месторождений. Все месторождений запасами более 100 млн. тонн, многие месторождения, расположенные на суше, эксплуатируются длительные время и являются малодобитными.

Однако следует отметить, что за прошедшие 10-летие в Республике не было открытие новых месторождений, т.к. всем известное месторождения Кашаган был открыт еще в Советском Союзе. Нефтедобывающие компании, безусловно, должны быть заинтересованными открытием новых месторождений, необходимо ведение дальнейших геолого-геофизических исследований, ведение регионального поиска, космических исследований, использование новых методов разведки, сложных технологии бурения и т.д., а главное, подготовить высококвалифицированных специалистов инженеров-геологов, буровиков и разработчиков нефтяных и газовых месторождений.

Дальнейший рост добычи нефти и газа возможен при правильной разработке и эксплуатации месторождений, в том числе включая мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов. В этой связи необходимо активизировать роль учебных заведений как форватора по подготовке кадров для нефтегазового разного ранга, в том числе и обслуживающего персонала.

РАЗДЕЛ 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

1.1. Краткая история применения нефти и газа

Человечество использовало нефть с глубокой древности. По данным археологов еще за 6000 лет до нашей эры на Ближнем Востоке в бассейне реки Евфрат существовали кустарные промыслы по добычи нефти. Природный газ, также стал известен человеку очень давно. В предгорьях Малого Кавказа, на Апшеронском полуострове за 6000 лет до нашей эры горели «вечные огни». Естественно приписывалось им божественное происхождение. По видимому, данное явление стало одной из причин культа огнепоклонников, т. е. поклонения огню у многих народов мира.

В настоящее время считается, что исходным для образования слова «нефть» было мидийское слово «нафата», что означало «просачивающаяся», «вытекающая». Государство Мидия существовало в IX — VI веках до н. э. на границе территорий современных Азербайджана и Ирана.

В странах Западной Европы, для обозначения нефти широко используются слова, производные от латинского слова «петролеум», т. е. каменное масло («петрос» — камень, «олеум» — масло): в Англии - «петролеум», во Франции и Румынии — «петроль», в Италии — «петролио».

Другое широко распространенное название нефти - «ойл» - означает также «масло», «растительное масло». Так как нефть считали «каменным маслом», то слово «ойл» стало применяться и для ее обозначения. Эти три слова затем вошли во многие другие языки.

Как уже отмечалось, нефть широко применялась для освещения. Так, когда в 330 г. до н. э. войска Александра Македонского дошли до Каспийского моря, то они обнаружили, что в отличие от древних Египта, Рима и Греции, где светильники заправлялись оливковым маслом, местные жители использовали для этого нефть.

Нефть с давних времен применялась и как лекарственное средство. Считалось, что белая нефть излечивает от простудных заболеваний, а черная от кашля. Египтяне использовали нефтяные масло при бальзамировании. Древнегреческий ученый Гиппократ (IV—V в. в. до н. э.), которого считают отцом медицины, описал много лекарств, составной частью которых была нефть.

Наиболее громкую славу нефти принесло ее использование в военных целях. Римский ученый Плиний Старший, описывая походы римлян, упоминает, что защитники осажденного города Лукула сбрасывали с городских стен на головы атакующих горшки с горячей нефтью.

Войска Чингисхана (XII—XIII в. в.) овладели крепостью Бухара, забросав ее горшками с нефтью и выпуская горящие стрелы, что привело к многочисленным пожарам.

В боях с половецким князем Кончаком русские воины, как свидетельствует «Ипатьевская летопись», имели стрелы с пучками тряпья, смоченными «земляной смолой», т. е. нефтью.

Однако самым страшным оружием древности был так называемый «греческий огонь». Считается, что его отелем является грек Каллиникос из Гелиополиса.

Согласно историческим хроникам, в 673 г. нашей эры во время осады Константинополя арабами, он передал византийскому императору рецепт зажигательного состава, названного позднее «греческим огнем». В рукописях говорится, что эта смесь воспламенялась от контакта с воздухом. Залить «греческий огонь» было невозможно: вода лишь усиливала его горение, способствуя растеканию смеси.

Особенно эффективен «греческий огонь» был в борьбе с кораблями противника. Так, во время атаки арабов на Константинополь греки подпустили вражеские корабли поближе, а затем неожиданно вылили в море огромное количество зажигательной смеси. Более суток длился этот пожар, в результате которого сгорел почти весь арабский флот.

Состав «греческого огня» хранился в глубокой тайне. Лишь спустя 400 лет после поражения у стен Константинополя арабским алхимикам удалось установить, что основу «греческого огня» составляет смесь нефти с серой и селитрой.

Первым нефтепродуктом, с которым познакомилось человечество, был асфальт, представляющий собой вязкое смолистое вещество, получаемое в результате длительного выветривания нефти. Слово «асфальт» ввел в литературу Геродот, описавший в 460... 450 г. г. до н. э. в «Истории греко-персидских войн» персидские и месопотамские асфальтовые месторождения. «Асфальт» производное от слова «асфалес» (прочный, крепкий, надежный). Древние называли асфальт горной смолой, а по современным представлениям — это один из видов природного битума.

Широко известен библейский миф о всемирном потопе, во время которого спасся только Ной и его семья, благодаря тому, что он заблаговременно построил ковчег, который для гидроизоляции осмолил снаружи и изнутри природной смолой (асфальтом).

Прототипом библейского Ноя, который после всемирного потопа стал родоначальником всего человечества, да еще и спас на своем ковчеге «каждой твари по паре», был ассиро-вавилонский Ут-Напиштим. История того, как он спасся, изложена на 12 глиняных табличках, датированных примерно 2500 г. до н. э. В них в частности, говорится, что свой ковчег он осмолил асфальтом.

В 700 — 500 гг. до н.э. в Вавилоне асфальт использовали как водонепроницаемое вещество при создании «висячих садов» Семирамиды — одного из семи чудес света, а также туннеля длиной 1 км под р. Евфрат.

Откуда же появилось слово «керосин»? В 1846 -1847 гг. производство осветительного масла из каменного угля организовал в США А. Геснер.

Он назвал полученную жидкость «керосен ойл» (от греческого «керос» — воск), т. е. «восковое масло».

Американский продукт быстро завоевал рынок не только в США, но и в Европе. В настоящее время «керосином» называют фракцию нефти, которая выкипает в температурных пределах от 175 до 300°C. Различают «керосин осветительный», используемый для освещения, «керосин-тракторный», применяемый в качестве горючего для тракторов, и керосин авиационный» топливо для реактивных двигателей. Более легкая фракция нефти, чем керосин получил название «бензин» (от искаженного арабского — «любензави» - горючее вещество), а другой — густая

грязно-черная жидкость, получаемая в остатке и названная «мазутом» (от арабского — отброс). Длительное время оба они считались ненужными продуктами.

Однако в 1866 г. А. И. Шпаковский изобрел паровую форсунку, в результате чего мазут начал применяться в топках как топливо. Затем из мазута стали вырабатывать смазочные масла, а в 1890 г. выдающийся русский инженер В. Г. Шухов предложил способ расщепления тяжелых углеводородов мазута с целью получения светлых нефтепродуктов, получивший название «термический крекинг».

Около 100 лет бензин оставался опасным и ненужным продуктом. Только изобретение двигателя внутреннего сгорания русским изобретателем Игнатием Костовичем в 1879 г. открыло дорогу его широкому применению. О росте спроса на бензин можно судить по росту количества автомобилей с карбюраторным двигателем, в 1896 г. в мире их было около 4, в 1908 г. — 250 тысяч, а в 1910 г. — 10 миллионов.

В 1910 году в топливный баланс стран мира основной вклад вносили уголь (65%), дрова (16%), растительные и животные отбросы (16%). На долю нефти приходилось всего 3% потребляемой энергии. Природный газ использовался в ограниченных масштабах.

Первый завод по производству светильного газа в России был построен в 1835 году в Петербурге. К концу XX века такие заводы были построены почти во всех крупных городах страны. Они давали свет улицам, фабрикам, театрам, жилым домам. В 1914 году в Петербурге было газифицировано 3000 квартир.

В конце XIX века в Баку начали использовать в котельных попутный нефтяной газ, добываемый вместе с нефтью. Широкое применение природного газа в мире началось лишь в 50-х годах нашего века (Коршак, Шаммазов, 2001).

Еще большее впечатление производили на людей залповые выбросы воспламенившегося газа из грязевых «вулканов».

Особое значение для развития науки о геологии нефти имела научная деятельность академика И. М. Губкина. В капитальном труде «Учение о нефти» (1932 г.) им были изложены основные положения об условиях образования и закономерностях формирования скоплений нефти. И. М. Губкин на основе тщательного анализа условий залегания нефти в недрах Кубани впервые ввел в геологическую литературу понятие о литологической залежи, установив, что скопления нефти могут образоваться не только в антиклинальных структурах, но и в линзах песков, ограниченных слабопроницаемыми породами, залегающих в руслообразных углублениях. Одним из главных достижений И. М. Губкина является смелый научно обоснованный прогноз возможностей открытий крупных скоплений нефти между Волгой и Уралом, в Западной Сибири, что блестяще подтвердилось в наши дни.

В первой половине XX столетия научная геологическая мысль была направлена на выяснение закономерностей размещения единичных скоплений нефти и газа. В 1934 г. М. В. Абрамович первый дал определение залежи как единичного скопления нефти. В 1936 г. американский исследователь А. И. Леворсен указывал на наличие значительных скоплений нефти в зонах несогласного перекрытия нефтегазоносных толщ и выдвинул термин «стратиграфическая залежь». В середине XX столетия стало очевидным многообразие скоплений нефти и газа в недрах, в ловушках антиклинального типа, в зонах выклинивания пластов-коллекторов и ре-

гионального перекрытия нефтегазоносных толщ непроницаемыми породами.

Параллельно с накоплением информации о единичных скоплениях нефти и газа многие исследователи посвящали научные работы региональным закономерностям распространения углеводородов. Была доказана приуроченность нефти и газа к определенным зонам нефте-газонакопления и к нефтегазоносным областям, связанным с отдельными крупными тектоническими элементами, устойчиво прогибавшимися длительное время. Особенно высокими концентрациями углеводородов и наличием крупных месторождений отличаются сводовые и линейно вытянутые поднятия внутриплатформенных впадин и склонов краевых прогибов, обращенных в сторону платформ. Только на территории бывшего Советского Союза к таким участкам земной коры приурочено около 75% всех выявленных запасов нефти и газа.

1.2. Свойства нефти и газа

Нефть представляет собой маслянистую горючую жидкость, обычно темно-коричневого цвета, со специфическим запахом. По химическому составу нефть—сложное соединение в основном двух элементов — углерода (82—87%) и водорода (11—14%). Такие соединения называются углеводородами.

Кроме углерода и водорода, в нефтях содержатся в небольших количествах кислород, азот и сера, в ничтожных количествах, в виде следов — хлор, фосфор, иод и другие химические элементы.

В нефтях встречаются следующие группы углеводородов: 1) метановые (парафиновые), 2) нафтеновые и 3) ароматические. Обычно нефти бывают смешанного типа с преобладанием в их составе той или иной группы углеводородов и в зависимости от этого носят название парафиновых, нафтеновых или ароматических.

Наиболее распространены в природных условиях углеводороды метанового ряда

Углеводороды, в молекулах которых имеется свыше 17 атомов углерода, относятся к твердым веществам. Это парафины и церезины, они содержатся в тех или иных количествах во всех нефтях.

Физические свойства, нефтей, а также их качественная характеристика зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или их различных групп. Нефти с преобладанием сложных углеводородов (тяжелые нефти) содержат меньшее количество бензиновых и масляных фракций. Содержание в нефти большого количества смолистых и парафиновых соединений делает ее вязкой и малоподвижной, что требует применения особых мероприятий для извлечения ее на поверхность и последующей транспортировки.

В зависимости от состава или некоторых свойств нефти классифицируются на классы, типы, группы, подгруппы и виды. Это облегчает сортировку нефтей по качеству при сборе, транспортировке, а также при ее переработке.

По содержанию серы нефти делятся на три класса: малосернистые (содержание серы до 0,5%); сернистые (содержание серы от 0,51 до 1,9%); высокосернистые (серы более 1,9%).

Содержание в нефтях сернистых соединений ухудшает их качество и вызывает осложнения при добыче, транспортировке и переработке,

вследствие коррозии трубопроводов, резервуаров и другого технологического оборудования.

По содержанию парафина нефти делятся на три вида — малопарафинистые — с содержанием парафина до 1,5%, парафинистые — с содержанием парафина от 1,51 до 6,0% и высокопарафинистые — с содержанием парафина свыше 6%. Иногда встречаются нефти с очень большим содержанием парафина (мангышлакские нефти содержат до 28—30% парафина). Кроме того, нефти подразделяют по основным качественным показателям — содержанию светлых бензиновых, керосиновых и масляных фракций.

Фракционный состав нефтей определяют путем лабораторной разгонки их, которая основана на том, что каждый углеводород, входящий в ее состав, имеет свою определенную точку кипения. Легкие углеводороды имеют низкие точки кипения.

Если пары нефти, подогретой до определенной температуры, собрать и охладить, то они снова превратятся в жидкость, представляющую собой группу углеводородов, выкипающих из нефти в данном интервале температур. Таким образом, в зависимости от температуры подогрева нефти из нее сначала испаряются самые легкие — бензиновые фракции, затем более тяжелые — керосиновые, затем соляровые и т. д.

Процентное содержание в нефти отдельных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах, характеризует фракционный состав нефти. Обычно в лабораторных условиях разгонку нефти производят в интервалах температур до 100, 150, 200, 250, 300 и 350 °С.

Простейшая переработка нефти основана на том же принципе, что и лабораторная разгонка. Это прямая перегонка нефти с выделением из нее в условиях атмосферного давления и нагрева до 300—350 °С бензиновых, керосиновых и соляровых фракций.

По содержанию смолистых веществ в мазуте, полученном: после отбора из нефти светлых фракций при температуре до 350 °С, нефти классифицируются на малосмолистые — при содержании смол не более 8%, смолистые — при содержании смол от 8 до 25%, высокосмолистые — при содержании смол свыше 25%.

Один из основных показателей товарного качества нефти — ее плотность. Плотность нефти при температуре 20 °С и атмосферном давлении колеблется от 700 (газовый конденсат) до 980 и даже 1000 кг/м³. По плотности сырой нефти ориентировочно судят о ее качестве. Легкие нефти с плотностью до 880 кг/м³ — наиболее ценные: они, как правило, содержат больше бензиновых и масляных фракций.

В практике чаще пользуются понятием «относительная плотность нефти», под которой подразумевается отношение массы нефти к массе того же объема дистиллированной воды при температуре 4 °С (при 4 °С плотность воды наибольшая).

Плотность нефтей обычно измеряют ареометром, представляющим собой стеклянную трубку с расширенной нижней частью, в которой помещается ртутный термометр. Вследствие значительного веса ртути ареометр при погружении в нефть принимает вертикальное положение. В верхней узкой части ареометра имеется шкала для определения плотности, а в нижней части. В зависимости от температуры плотность нефти составляет около 0,85 кг/м³.

Горючие газы нефтяных и газовых месторождений (смесь углеводородов— метана, этана, пропана, бутана, пентана) по химической природе сходны с нефтью.

В природных газах чисто газовых месторождений преобладает метан, содержание которого в общей смеси углеводородов доходит до 95—98%. Газ, извлекаемый вместе с нефтью из нефтяных месторождений, называют нефтяным. Как правило, нефтяной газ содержит меньшее количество метана по сравнению с газом чисто газовых месторождений; соответственно в нем имеется большее количество тяжелых углеводородов.

В состав горючих газов, наряду с углеводородами входят азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы (гелий, аргон и др.), причем содержание азота иногда достигает до 40% от общей массы газа.

Чем больше в нефтяном газе легких углеводородов — метана и этана, тем легче этот газ и меньше его теплота сгорания.

При нормальных условиях (при атмосферном давлении и температуре 20°C) метан и этан всегда находятся в газообразном состоянии. Пропан и бутан, хотя и относятся к газам, но очень легко переходят в жидкость, даже при незначительных давлениях.

Вообще давление, необходимое для перевода того или иного углеводорода в жидкость, т. е. упругость паров данного углеводорода, повышается с ростом температуры и при данной температуре тем больше, чем ниже плотность углеводорода.

Наибольшей упругостью паров обладает метан, который при нормальных условиях нельзя превратить в жидкость, так как его критическая температура равна минус 82,1 °С. Так же трудно переводится в жидкость этан.

В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких или тяжелых (от пропана и выше) углеводородов газы разделяются на две группы: сухие газы и жирные.

Под названием сухой газ подразумевается естественный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах. Название жирный газ относится к газу, который содержит тяжелые углеводороды в таких количествах, что из этого газа можно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать сухим газом такой, который в 1 м³ содержит меньше 60 г газового бензина, а жирным — газ, содержащий 1 м³ более 60—70 г бензина.

Жирные газы добываются в основном с легкими нефтями. С тяжелыми нефтями, наоборот, добывают по преимуществу сухой газ, состоящий главным образом из метана.

Основная физическая характеристика газа — его плотность. Плотностью газа называется его масса, заключенная в 1 м³ при 0°C и атмосферном давлении.

На практике обычно пользуются понятием «относительная плотность» газов. Относительной плотностью газа называется отношение массы определенного объема газа к массе такого же объема воздуха при одинаковых температуре и давлении. Относительная плотность углеводородных газов колеблется в широких пределах — от 0,554 у метана до 2 у бутана.

Плотность газов измеряют специальными газовыми пикнометрами или же эффузионным методом, который основан на измерении скорости истечения газов из отверстий.

Приняв плотность воздуха за единицу, определяют относительную плотность газа (по отношению к воздуху).

Плотности многих углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха. Поэтому эти компоненты могут накапливаться в пониженных местах, в помещениях насосных, в колодцах и т. п., где возможны пропуски газа в арматуре оборудования. Это необходимо учитывать при проведении работ на промысле и принимать меры к устранению вредного влияния газов на здоровье работающих.

Одна из важных характеристик нефтяного газа — его теплота сгорания. Теплота сгорания газа — количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 м^3 этого газа. Теплота сгорания выражается в кДж/м^3 , или ккал/м^3 , и является основным показателем, характеризующим газ как топливо.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания газа. Высшая теплота сгорания отличается от низшей на то количество тепла, которое выделяется при конденсации водяных паров, образовавшихся при сгорании, а также находившихся в газе. При сгорании топлива в промышленных установках водяные пары не конденсируются и уносятся вместе с дымовыми газами. Поэтому обычно теплота сгорания газа оценивается по низшему ее значению, при определении и подсчете которого теплота конденсации водяных паров не учитывается.

Для естественных углеводородных газов низшая теплота сгорания изменяется в пределах от $31,4$ до $50,2 \text{ МДж/м}^3$ (от 7500 до 12000 ккал/м^3).

Теплота сгорания сухих газов ниже, чем жирных. На снижение теплоты сгорания нефтяных газов большое влияние оказывает содержание в них негорючих газов: азота и углекислого газа.

Природные газы с кислородом и воздухом образуют горючую смесь, которая может взрываться с большой силой.

Взрыв газа может происходить при определенных пределах концентрации его в газовой смеси от некоторого минимума (нижний предел взрываемости) до некоторого максимума (высший предел взрываемости).

Нижний предел взрываемости газа соответствует такому содержанию его в газовой смеси, при котором дальнейшее уменьшение его делает смесь невзрываемой.

Высший предел взрываемости соответствует такому содержанию газа в газовой смеси, при котором дальнейшее его увеличение делает смесь невзрываемой.

Пределы взрываемости смесей некоторых углеводородов с воздухом при атмосферном и ниже атмосферного давления следующие (объемные доли в %): для метана нижний предел 5 , верхний — 15 , для этана соответственно 3 и $12,5$, для пропана — $2,4$ и $9,5$, для бутана — $1,5$ и $8,5$.

С повышением давления нижний предел взрываемости остается почти без изменения, высший предел значительно возрастает.

1.3. Происхождение нефти

Изучение генезиса нефти и газа имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение. Чем обоснованнее будут наши знания об условиях образования нефти, тем точнее будут выделены зоны генерации и аккумуляции этого полезного ископаемого и направлены поисковые работы.

Если при поисках скоплений нефти и газа руководствоваться гипотезой органического происхождения нефти, то на основе анализа палеотектонических и палеогеографических условий, геохимии пород, битумов, газа и вод можно выделять перспективные участки в зонах мощного накопления, осадочных пород и на этих участках в первую очередь вести геологоразведочные работы.

Если же правильна гипотеза неорганического происхождения, то условия нефтегазонакопления в осадочном чехле зависят от характера подкоровых процессов, проводимости зон глубинных разломов и др. Познать эти процессы современными геологическими методами пока невозможно.

И. М. Губкин в своей монографии «Учение о нефти» так оценивает практическое значение проблемы происхождения нефти: «Верная разгадка происхождения нефти в природе имеет для нас не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку».

Основываясь на теории органического происхождения нефти и газа, советские геологи-нефтяники открыли крупнейшие нефтегазоносные провинции и зоны нефтегазонакопления в различных частях СНГ. Эта теория имеет огромное количество сторонников и на западе. Видный американский геолог А. Леворсен в своей книге «Геология нефти» пишет: «В настоящее время достигнуто почти полное согласие относительно органического происхождения нефти».

Проблема происхождения нефти является одной из сложных и до конца не решенных в естествознании. Впервые идея органического происхождения нефти была выдвинута выдающимся русским ученым М. В. Ломоносовым. На возможность происхождения нефти неорганическим путем указал А. Гумбольдт 160 лет назад.

На первом этапе решение проблемы о происхождении нефти развивалось двумя путями: с одной стороны — химический, с другой — геологический. Сторонники первого направления путем различных химических реакций пытались получить нефть в лаборатории. Гипотезы, развившиеся на этой основе, убедительно доказывали химический процесс происхождения нефти, но перенесение этих процессов в природные условия вызвало серьезную критику со стороны геологов. Изучение закономерностей распространения нефти в природных условиях позволяло геологам представлять достаточно логические схемы происхождения нефти, но химизм процесса в этих работах освещался слабо. Рождение новой науки — геохимии нефти, рассматривающей процессы геологии и химии, позволило на настоящем этапе изучения этой проблемы решить многие спорные вопросы.

Наибольшую известность в нашей стране получила неорганическая (минеральная) гипотеза происхождения нефти Д. И. Менделеева (1877 г.). Анализируя условия размещения залежей нефти в Баку и в Пенсильвании (США) и опираясь на ряд экспериментов, Д. И. Менделеев приходит к выводу об образовании нефти неорганическим путем. Он предполагает, что углеводороды образуются под действием воды на углеродистые соедине-

ния тяжелых металлов. По мнению Д. И. Менделеева, углеводородные пары по глубинным разломам, протягивающимся параллельно горным хребтам, поднимались к верхним частям оболочки, где конденсировались, образуя скопления нефти. Расположение известных в то время месторождений параллельно горным хребтам у зон разломов, по мнению Д. И. Менделеева, являлось практическим доказательством предложенной гипотезы.

В. Д. Соколовым в 1889 г. была предложена одна из разновидностей неорганических гипотез — гипотеза космического происхождения нефти и других битумов. Процесс образования нефти объясняется В. Д. Соколовым следующим образом: «... а) запасы углерода и водорода в небесных телах громадны; б) образующиеся из них углеводороды, возникая при одинаковых космических условиях, появляются в составе небесных тел в очень ранние стадии их индивидуального развития; в) на Земле они возникли таким же путем, как и на других небесных телах, образовав собою определенный запас, впоследствии в значительной степени поглощенный магмой; г) при дальнейшем охлаждении и уплотнении магмы заключенные в ней углеводороды выделялись и продолжают выделяться, направляясь по трещинам, возникающим в литосфере, путем дислокаций; д) подвергаясь конденсации в поверхностных частях нашей планеты, углеводороды дают основной материал для образования битумов».

Повсеместная приуроченность нефти к осадочным образованиям, наличие в химическом составе нефти тех же элементов, что и в живом веществе, — углерода, азота и серы, убеждали все большее число исследователей в правильности гипотезы органического происхождения нефти. Особое внимание при разработке органической теории уделялось вопросу об исходном органическом веществе. Одна группа ученых считала, что нефть образуется из растительных остатков, вторая — из животных, третья — из растительно-животных. Взгляд, предполагающий смешанный (растительно-животный) характер исходного органического материала, получил широкое признание благодаря исследованиям Потонье (1905 г.), И. М. Губкина (1932 г.), П. Траска (1939 г.) и др. Надо было также решить вопрос, накапливается ли органическое вещество в большой массе или возможно образование нефти из органического вещества, рассеянного в нефти-материнской свите. Теория нефтематеринских свит детально рассматривается в трудах Н. И. Андрусова и Г. П. Михайловского, опубликованных в начале XX столетия, а затем в работах В. В. Вебера (1955 г.), Н. М. Страхова (1954 г.) и др. Вопросы концентрированного накопления органического вещества на отдельных участках рассматривались преимущественно химиками и не нашли в последующем сторонников.

Толчок развитию органической теории дали работы И. М. Губкина, раскрывшие региональный характер процессов нефтегазообразования. И. М. Губкин показал, что процесс нефтегазообразования происходит в осадочных бассейнах в течение всего периода развития земной коры от кембрия до четвертичного времени.

Особое внимание в последние годы уделяется изучению факторов, обуславливающих превращение органического вещества в нефть. Среди этих факторов главными являются — деятельность микроорганизмов, среда, температура, давление, химическое воздействие солей и др.

Процессы превращения органических остатков в углеводороды тщательно изучались и изучаются учеными — А. А. Бакировым, И. О. Бродом, Н. Б. Вассоевичей, В. В. Вебером, Т. Л. Гинзбург — Карачиевой, Л. А. Гуляевой, М. Ф. Мирчинком, В. А. Успенским, О. А. Радченко, К. Ф. Родионовой, В. А. Соколовым и др.

О неорганическом происхождении нефти и газа. Идея неорганического происхождения нефти и газа рассматривается в трудах советских исследователей Н. А. Кудрявцева, Б. Н. Кропоткина, В. Б. Порфирьева, Э. Б. Чекалюка, Л. Н. Еланского и зарубежных исследователей Е. Мак-Дермота, К. Ван-Орстанда, Ф. Хойля, П. Маркса и др.

Выдвигая ряд критических замечаний в адрес гипотезы органического происхождения нефти и основываясь главным образом на наличии углеводородов в магматических и метаморфических породах, приуроченности месторождений к зонам разломов и возможном синтезе углеводородов, вышеуказанные авторы приходят к выводу о возможности образования нефти неорганическим путем.

Действительно, в природе известно небольшое количество промышленных залежей и скоплений нефти в изверженных и метаморфических породах. Анализируя характер всех подобных проявлений нефти, М. К. Калинин в 1968г., А. Леворсен в 1954г., У. Рассел в 1958 г. приходят к выводу, что почти во всех случаях подобные образования обусловлены миграцией нефти из контактирующих осадочных образований.

Рассматривая приуроченность скоплений нефти и газа к зонам разломов, необходимо отметить, что из известных 16 тысяч месторождений нефти и газа лишь небольшая доля приурочена к зонам разломов. Основные же скопления нефти и газа находятся вне этих зон и приурочены к регионально нефтегазоносным комплексам, характеризующимся устойчивым прогибанием осадочного бассейна в определенный период геологического времени.

Лабораторным путем из неорганических соединений в результате химических экспериментов действительно получены углеводороды. Однако условия этих экспериментов не соответствуют условиям в недрах планеты ни на одной из стадий ее развития.

Изучая весь комплекс материалов по генезису нефти, большинство исследователей во всем мире пришло к выводу об органическом происхождении нефти и газа.

Органическое происхождение нефти. Природа в своей огромной лаборатории в течение длительного геологического времени создает благоприятные условия для превращения растительно-животных остатков в углеводороды.

В процессе образования осадков происходит отложение органического вещества. Причем растительные и животные остатки могут быть, как рассеяны в огромной массе осадков, так и сконцентрированы в определенной толще. Накопление органического вещества протекает в самых различных природных условиях, но наиболее благоприятные условия их сохранения создаются в прибрежных частях морских бассейнов, в лагунах, заливах, озерах и болотах. Причем отложение исходного органического материала может происходить не только в глинистых осадках, как это предполагалось раньше, но и в песчаных, алевролитовых и карбонатных осадках. Для того, чтобы произошел последующий процесс преобразования органического вещества в углеводороды, необходима изоляция осадка, содержащего исходное вещество, от кислорода воздуха. Общепринята необходи-

мость восстановительной среды, обуславливающей соответствующее превращение органического вещества в нефть и газ. Этот процесс протекает при условии, если бассейн, где происходит накопление осадков, содержащих органическое вещество, длительное время устойчиво погружается. В этом случае осадки перекрываются непроницаемыми отложениями, изолирующими их от поверхности земли. Длительное погружение бассейна и накопление мощной толщи отложений приводят к повышению температуры и давления в глубоко залегающих осадках. Увеличение давления и температуры является, по мнению большинства ученых, обязательным условием превращения органического вещества в углеводороды. В данной главе дается лишь краткая принципиальная схема сложнейшего процесса преобразования органического вещества в нефть и газ. Многие физико-химические факторы, обуславливающие процесс преобразования, не до конца изучены. Однако практика геологоразведочных работ доказала правомочность теории органического происхождения. В настоящее время получен целый ряд достоверных фактических материалов, подтверждающих органическое происхождение нефти:

99,9% известных месторождений нефти и газа приурочено к осадочным образованиям;

значительные скопления нефти и газа приурочены к регионально нефтегазоносным комплексам, выдержанным на обширных территориях, характеризующихся определенным набором фаций;

основные запасы нефти и газа приурочены к крупным осадочным седиментационным бассейнам;

в областях распространения крупных щитов (Балтийского, Африканского, Аравийского), которые соприкасаются на значительной площади с осадочными нефтегазосодержащими породами, отсутствуют признаки нефтегазопроявлений;

химический состав нефти подобен химическому составу других каустобиолитов. Наличие в составе нефтей углерода, водорода, азота, серы и порфирина указывает на происхождение нефти из животных и растительных остатков;

в осадочных породах земной коры обнаружены огромные количества органического вещества;

изотопный состав углерода нефтей сходен с изотопным составом веществ органического мира;

в лабораторных условиях подтвержден процесс преобразования органических веществ в направлении нефтеобразования;

в современных и древнечетвертичных морских осадках обнаружены жидкие и газообразные углеводороды нефтяного типа.

1.4. Нефтяные и газовые месторождения

Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке, называются коллекторами. Изучение свойств пород-коллекторов, знание характера изменчивости этих свойств по разрезу и площади рассматриваемых территорий важны для определения условий формирования залежей нефти и газа, подсчета запасов углеводородов и особенно при разности величины пористости и проницаемости зависят главным образом от текстурно-структурных особенностей и в меньшей степени от состава пород.

Изучение коллекторских свойств пластов проводится по образцам керна, материалам промыслово-геофизических исследований скважин и по промысловым данным. При изучении свойств пород-коллекторов проводится обязательное исследование литологического состава. Определение различных параметров образца должно проводиться на одной и той же разности породы, так как в противном случае увязка всех полученных данных окажется невозможной. Изучение литологического состава, проведение гранулометрических анализов, определение карбонатности, плотности проводятся общепринятыми методами.

Общий объем пустотного пространства в породе-коллекторе называется пористостью. Пустотное пространство горных пород составляют поры, мелкие каналы, каверны и трещины. Пористость пород может быть обусловлена как процессами седиментации, так и процессами химического растворения.

Пористость определяется отношением пустотного пространства породы к ее общему объему и выражается обычно в процентах или долях единицы.

В терригенных коллекторах пористость и проницаемость зависят в основном от размера, формы и сортированности обломочного материала, системы укладки последнего, а также состава, количества и характера распределения цементирующих веществ. В большинстве карбонатных коллекторов пористость является следствием растворения кальцита пластовыми водами, содержащими углекислоту. Для карбонатных пород характерна также и трещинная пористость, образующаяся под воздействием различных тектонических процессов.

Различают пористость общую и открытую.

Общая пористость, или, как ее иногда называют, полная, абсолютная пористость, характеризует объем всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины, связанные и не связанные между собой.

Открытая пористость представляет собой объем только сообщающихся между собой пор. Для практических целей при подсчете запасов нефти и газа, составлении проекта разработки изучается открытая пористость. Открытая пористость меньше общей. На объем изолированных пор. Пористость открытая равна отношению объема взаимосвязанных пор к общему объему образца породы.

В несцементированных породах общая пористость близка по значению к открытой пористости. В песчаниках и алевролитах, благодаря цементации, некоторое количество пор оказывается изолированным. Особенно большое количество замкнутых пор встречается в известняках, опоках и туфовидных породах, в связи с этим различие между общей и открытой пористостью может быть весьма велико. Коэффициентами нефте-, газо- и водонасыщенности называются отношения соответственно объемов нефти, газа и воды, содержащихся в поровом пространстве породы, к объему пор.

Песчаники и известняки имеют более низкую пористость из-за наличия цементирующего материала. Наибольшая пористость в естественном грунте

Таблица 1.1
Пористость горных пород

№	Горная порода	Пористость, %
1	Глинистые сланцы	0,5-1,4
2	Глины	6-47
3	Пески	6-47
4	Песчаники	3,5-29
5	Известняки	0,5-33

присуща пескам и глинам, причем она возрастает (в отличие от фиктивного грунта) с уменьшением размера зерен породы, так как в этом случае их форма становится все более неправильной, а следовательно, и упаковка зерен - менее плотной. Ниже приведена пористость (в %) для некоторых пород.

С увеличением глубины вследствие повышения давления пористость горных пород обычно снижается. Пористость коллекторов, на которые бурят эксплуатационные скважины, изменяется в следующих пределах (в %)

Таблица 1.2
Пористость некоторых коллекторов

№	Горная порода	Пористость, %
1	Пески	20-25
2	Песчаники	10-30
3	Карбонатные породы	10-20

Степень газо- и нефтенасыщенности определяется по разности между объемом открытого порового пространства и объемом пор, занятых нефтью и водой. Разность объемов, занимаемых открытыми порами и остаточной водой, характеризует полезную емкость коллектора для газа и нефти.

Остаточная водонасыщенность. В породах-коллекторах, содержащих нефть и газ, обычно находится остаточная вода, которая не извлекается из пористой среды при движении в ней нефти и газа. Остаточная вода удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами. Формирование нефтяных и газовых залежей происходит путем вытеснения из пористых пород воды нефтью и газом. При этом вода частично остается в порах породы, где ее содержание будет тем больше, чем меньше диаметр пор. Остаточная водонасыщенность пластовых коллекторов нефти и газа привлекает внимание геологов, геофизиков и промысловых работников в связи с подсчетом запасов нефти и газа и решением вопросов разработки залежей.

Содержание остаточной воды, выраженное в процентах от суммарной емкости пор, может достигать, по данным А. А. Ханина, 70% и более, но составляет в большинстве случаев 8—30%.

Способность горной породы пропускать жидкость или газ при условии наличия перепада давления называется проницаемостью. Проницаемость характеризуется величиной проводимости пористой среды для жидкости и газа.

Величина проницаемости горных пород обычно обуславливается линейным законом фильтрации Дарси: скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости.

Коэффициент проницаемости измеряется в единицах дарси или миллидарси. Он определяется в лабораторных условиях по образцам керна и по результатам исследования продуктивных горизонтов на нефтегазоносных площадях. Обычно проницаемость, измеренная параллельно слоистости, выше проницаемости, определенной перпендикулярно напластованию. Для решения вопросов, связанных с разработкой газовых и нефтяных залежей, необходимо характеризовать проницаемость пород пласта параллельно и перпендикулярно слоистости. В особенности важно изучать проницаемость в разных направлениях у карбонатных пород, где трещиноватость может значительно повлиять на величину измерения проницаемости. Проницаемость трещиноватых пород определяется количеством трещин, их протяженностью и степенью раскрытости. При изучении движения флюидов через пористые среды различают проницаемость абсолютную, эффективную и относительную.

Абсолютная (физическая) проницаемость характеризует проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью.

В практике лабораторных работ при изучении керна пород чаще всего определяют абсолютную проницаемость для сухого состояния образца породы, применяя при этом азот или воздух.

Эффективная, или фазовая, проницаемость характеризует движение какого-либо флюида в смеси с другими, например проницаемость породы по газу при наличии в пористой среде того или иного количества воды или нефти. Естественно, что эффективная проницаемость — величина переменная. Многие из проблем гидравлики требуют для своего решения знания эффективной проницаемости. Эффективная проницаемость является не только функцией характера пористой среды, но и функцией насыщения этой среды различными флюидами.

Относительная проницаемость породы характеризуется отношением между величинами эффективной и абсолютной ее проницаемости и выражается безразмерной величиной меньше единицы.

Классификация пород-коллекторов. Классифицировать породы-коллекторы — это значит прежде всего отнести их к тому или иному типу на основе изучения текстурно-структурных особенностей, коллекторских свойств и др. Многообразие свойств горных пород и, прежде всего, различий порового пространства привели многих исследователей к созданию ряда классификационных схем коллекторов нефти и газа. Существующие классификации разрабатывались, как правило, для отдельных групп пород (терригенных, карбонатных) по различным признакам, однако были предложены и общие классификации, охватывающие все многообразие развитых в природе коллекторов нефти и газа. В настоящее время известно несколько классификаций пород-коллекторов: П. П. Авдусина и М. А. Цветковой (1943 г.), Ф. А. Требина (1945 г.), Г. И. Теодоровича (1958 г.), М. И. Калинин (1957 г.), И. А. Конюхова (1961 г.), А. А. Ханина (1969 г.). Подробный анализ всех указанных классификаций приводится в книге А. А. Ханина «Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа».

К I классу коллекторов относятся породы с проницаемостью более 1 д и открытой пористостью, превышающей 20%; ко II классу — с проницаемостью 500—1000 мд и пористостью 15—20%; к III классу — с проницаемостью 100—500 мд и пористостью 10—15%; к IV классу — с проницаемостью 5—100 мд и пористостью 5—10%. Гранулярные коллекторы с открытой пористостью ниже 5% и проницаемостью менее 5 мд практически не являются коллекторами.

Нефть, газ и вода скапливаются в недрах в пористых или трещиноватых породах, заключенных в плохопроницаемые породы. И. О. Брод предлагает подобные вместилища, являющиеся как бы сосудом для нефти и газа, именовать природным резервуаром. Природный резервуар, по И. О. Броду, — «... естественное вместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохопроницаемыми породами».

Ловушка — часть природного резервуара, в которой благодаря структурному порогу, стратиграфическому экранированию, лито-логическому ограничению или другим препятствиям возможно образование скоплений нефти и газа.

Под залежью нефти и газа понимаются локальные промышленные скопления нефти и газа в проницаемых коллекторах ловушек различного типа.

Размер залежи и ее форма во многом определяются ловушкой. Без знаний о строении ловушки нельзя правильно заложить поисковые скважины и подсчитать запасы, но при этом нельзя забывать, что наряду с изучением объема ловушки нужно основное внимание уделять содержимому нового пространства ловушки — нефти и газу.

Покрышками нефтяных и газовых залежей являются плохо проницаемые породы, перекрывающие скопления нефти и газа.

Роль покрышек могут выполнять различные плохо проницаемые породы: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки, соли, гипсы, ангидриты. Наиболее широким распространением пользуются глинистые покрышки. Соляно-ангидритовые покрышки служат наиболее надежными экранами, несколько худшими экранирующими свойствами обладают глинистые и глинисто-карбонатные породы, весьма слабыми непроницаемыми перекрытиями являются песчано-алевролитоглинистые породы.

Надежность экранов во многом определяется характером флюидов в подстилающих залежах. Наибольшей подвижностью обладают газообразные углеводороды. Поэтому покрышки, перекрывающие газовые залежи, должны обладать лучшими экранирующими свойствами по сравнению с непроницаемыми перекрытиями над нефтяными залежами.

Различают региональные, зональные и локальные покрышки. Региональные покрышки имеют широкое площадное распространение характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью. Они обычно выдерживаются в пределах отдельных нефтегазоносных областей и провинций. Зональные покрышки бывают выдержаны как минимум в пределах одной зоны нефтегазоаккумуляции. Локальные покрышки имеют ограниченное распространение, часто занимают площадь одного или нескольких месторождений. Они обуславливают сохранность отдельных залежей и характер их распределения в разрезе месторождения.

Глинистые покрышки. Глины и глинистые породы весьма разнообразны по своим экранирующим свойствам, что связано с разнообразием их фи-

зико-химических, минералогических, гранулометрических характеристик. Мощности покрышек, высоты экранируемых ими залежей также оказывают значительное влияние на экранирующие свойства глинистых непроницаемых толщ. У глин каолинового состава наблюдается наибольшая диффузионная и фильтрационная проницаемость, а у глин монтмориллонового состава — наименьшая. Следовательно, наилучшими экранирующими свойствами обладают толщи, содержащие большее количество монтмориллоновых частиц.

Важную роль в оценке экранирующих свойств покрышек играет степень однородности покрышки. Присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает качество экранирующей толщи.

Гранулометрический состав породы, сортировка, форма обломков, количество цемента определяют строение и размеры поровых пространств, которые в свою очередь определяют проницаемость и пористость породы. Низкая пористость и проницаемость обеспечивают надежность покрышки. Так как размер поровых каналов глинистых пород мал, то для фильтрации нефти и газа через систему поровых каналов требуются большие давления.

С ростом плотности глин их проницаемость уменьшается, с увеличением содержания в глинах алевроитовой примеси и увеличением размеров поровых каналов проницаемость возрастает; чем меньше проницаемость глин, тем выше необходим перепад давлений для прорыва газа через них.

Среди факторов, влияющих на проницаемость глинистых покрышек, решающее значение имеет мощность покрышки.

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке, как бы слоями (рис. 1.1). Будучи наиболее легким, газ располагается в кровельной части пласта под покрышкой. Обычно такое скопление газа называется газовой шапкой. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, а еще ниже — водой. При таком соотношении газа, нефти и воды залежь называется нефтяной с газовой шапкой. Если же нефтяная часть залежи значительно меньше газовой, залежь называется газовой с нефтяной оторочкой. Часто встречаются в недрах чисто газовые залежи, когда газ непосредственно контактирует с водой, или чисто нефтяные, когда отсутствуют свободные скопления газа.

Поверхности контактов газа и нефти, газа и воды, нефти и воды называются соответственно газонефтяными, газовойдными, водонефтяными контактами.

Запасы нефти и газа в отдельных залежах могут быть весьма различными: от незначительных до нескольких миллиардов тонн нефти или нескольких триллионов кубических метров газа.

Залежь нефти и газа иногда может охватывать несколько пластов, если между ними существует гидродинамическая связь (многопластовая залежь). В этом случае, несмотря на всю сложность строения ловушки, водонефтяной раздел, пластовое давление, и свойства нефти во всех пластах будут примерно одинаковы. Возможны случаи, когда нефть или газ заполняет несколько рядом расположенных антиклинальных ловушек (многокупольная залежь), при этом синклиналильные прогибы между складками также заполнены нефтью или газом, а пластовая вода смещена на периферию.

Совокупность залежей нефти и газа на одной и той же площади называется месторождением. Н. А. Еременко (1968 г.), обобщая все имеющиеся сведения по классификациям месторождений нефти и газа, дает следующее определение: месторождение — это «...участок земной коры определенного геологического строения, содержащий в себе залежи нефти и (или) газа».

Необходимо отметить, что термин месторождение нефти и газа нельзя понимать в буквальном смысле этого слова, так как нефть и газ в течение геологического времени перемещаются на значительные расстояния от места своего образования. Те участки земной коры, где сейчас обнаруживаются скопления нефти и газа, по существу.

Перемещению нефти, газа в пластах препятствуют внутреннее трение жидкости и газа, обусловленное их вязкостью, трение о стенки пор и каналов пласта, в котором происходит движение, капиллярные и поверхностные силы, удерживающие нефть в порах в результате смачивания ею стенок.

Нефть и газ находятся в пласте под давлением, которое, как правило, зависит от глубины залегания пласта. Это давление, в частности, обусловлено весом пород, располагающихся над пластом. Под действием горного давления порода уплотняется, объем пор уменьшается и давление передается жидкости. В зависимости от условия залегания давление жидкости или газа, находящихся в пласте, пластовое давление может быть больше, меньше или равно горному давлению.

По виду пластовой энергии, точнее, по источнику, используемому при эксплуатации нефтяной или газовой залежи, различают несколько режимов дренирования (или несколько режимов залежи).

Водонапорный режим - это режим, при котором движение нефти к скважинам обусловлено давлением краевой (контурной) воды. При этом объем вытесненной нефти компенсируется объемом воды, поступающей из поверхностных источников. Если нефтяная залежь не сообщается с поверхностными источниками или воды из них поступает меньше, чем отбирается нефти, то дебиты скважин будут постепенно снижаться. При водонапорном режиме залежи эксплуатируют до тех пор, пока контурная вода не достигнет скважины.

Упруговодонапорный (упругий) режим эксплуатации развивается в том случае, если содержимое пласта вытесняется в скважину в результате упругого расширения пластовой жидкости и вмещающей ее породы.

Газонапорный режим работы наблюдается при наличии газовой шапки, т. е. при использовании энергии свободного газа.

Режим растворенного газа обусловлен выделением в пласте растворенного ранее в нефти газа, пузырьки которого расширяются и выталкивают нефть из области более высокого в область низкого давления, т. е. в скважину.

При гравитационном режиме нефть передвигается к скважинам под действием силы тяжести, т. е. по существу стекает в скважину.

Нефтяную залежь разрабатывают при различных режимах, причем переход

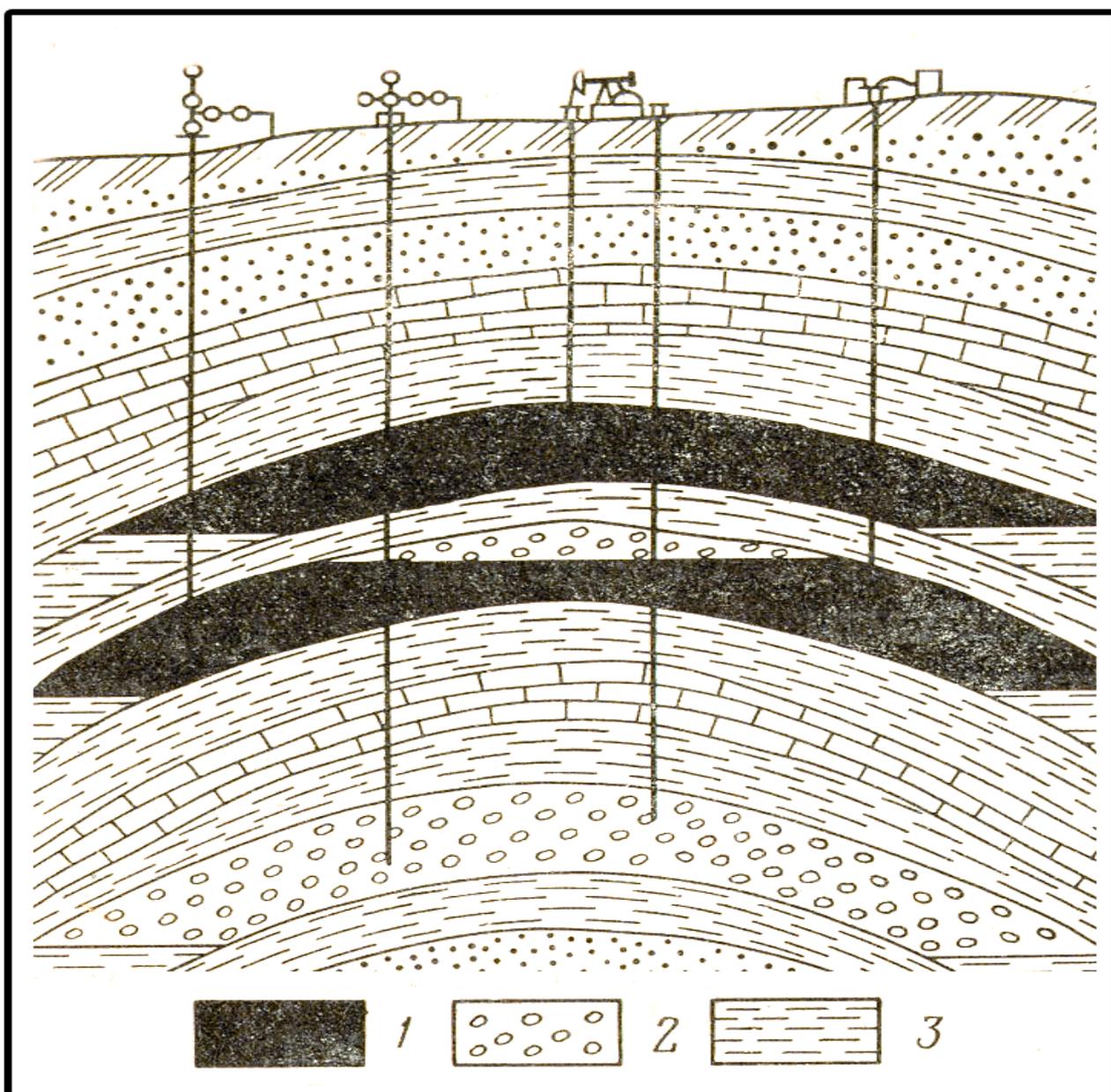


Рис. 1.1. Схема месторождения:

1-нефтеносный пласт, 2-пласт, содержащий газ, 3-водоносный пласт

от одного режима эксплуатации к другому происходит плавно. Отдельные части залежи могут разрабатываться на разных режимах. Так, в скважинах, близко расположенных к газовой шапке, нефть может вытесняться за счет ее энергии и энергии выделяющегося растворенного газа, а в скважинах, находящихся на внешнем контуре- за счет напора контурных вод, В месторождениях газа отбор его из пласта производят за счет давления, создаваемого расширяющимся газом. При эксплуатации месторождений пластовое давление снижается пропорционально отбору газа вследствие отсутствия внешних источников его поддержания. Добычу газа продолжают до тех пор, пока его давление не становится близким к атмосферному.

При разработке месторождения стараются извлечь из пласта максимум нефти или газа в кратчайшие сроки при минимальных затратах и соблюдении норм по охране недр. Соотношение извлеченной из пласта нефти и первоначально имеющейся характеризуется коэффициентом нефтеотдачи.

Коэффициент нефтеотдачи зависит как от особенностей месторождения (проницаемости породы, вязкости нефти и т. п.), так и от технологии его эксплуатации.

Повышение нефтеотдачи - одна из основных проблем нефтедобывающей отрасли в настоящее время. Решение этой задачи достигается как использованием рациональной системы разработки месторождения в целом, так и воздействием на пласт и его призабойную зону.

Естественная пластовая энергия не обеспечивает требуемый отбор нефти в течение всего срока эксплуатации месторождения, а также не позволяет извлечь из пласта всей содержащейся в нем нефти.

Для повышения отбора нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи применяют искусственное поддержание пластовой энергии на основной стадии разработки месторождения, а также ряд вторичных методов.

К методам поддержания пластового давления относятся, прежде всего, закачка воды в пласт или газа в газовую шапку. Воду закачивают в пласт через нагнетательные скважины, размещенные, например, за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи, в результате чего создается искусственный контур питания залежи водой. По мере перемещения контура нефтеносности эксплуатационные скважины переводят в нагнетательные для закачки в них воды. Поддержание пластового давления на заданном уровне возможно при превышении объема закачиваемой воды над объемом извлекаемой жидкости и газа, поскольку часть нагнетаемой воды уходит в периферийные области пласта. Закачиваемая вода должна проходить специальную обработку: фильтроваться, очищаться от микроорганизмов и бактерий, смягчаться, стабилизироваться, а в ряде случаев и нагреваться.

Помимо закачки в пласт простой технической воды применяют и ряд других методов, например закачку воды, обработанной поверхностно-активными веществами (ПАВ), способствующими выбыванию нефти, остающейся в порах пласта. Концентрация ПАВ в воде составляет доли процента, однако при значительных объемах закачки требуемое количество ПАВ велико.

Нефть из пласта можно вытеснять также оторочкой загущенной воды. Повышение вязкости воды достигается добавлением в нее специальных химикатов, после чего она закачивается в пласт, образуя буферную зону - оторочку, которую продавливают обычной водой.

В ряде случаев в пласт закачивается также сжиженный углекислый газ с его продавкой специально обработанной водой.

Для уменьшения вязкости нефти в пласт закачивают горячую воду или пар. Для определенных месторождений, например с вязкими нефтями, закачка холодной воды не допускается вообще, поскольку это приводит к уменьшению температуры продуктивного пласта и резкому ухудшению его проницаемости. Температуру пласта можно повысить путем поджога в нем нефти и создания в пласте фронта горения, перемещающегося по мере выгорания остатков нефти и закачки в пласт воздуха. Теплота, выделяющаяся в результате горения, а точнее, окисления нефти, приводит к снижению ее вязкости, а образующийся пар способствует вытеснению нефти.

Наиболее эффективным, но и самым дорогим способом является вытеснение нефти растворителем, который растворяет и нефть, и воду. При этом исчезает граница раздела этих жидкостей и обеспечивается наиболее полный вынос нефти из пласта.

1.5. Конструкция скважин

Скважиной называют цилиндрическую вертикальную или горизонтальную горную выработку в земной коре, имеющую малую величину поперечного сечения при относительно большей ее протяженности.

Начало скважины (рис.1.2.) называется устьем, дно – забоем, а боковая поверхность – стенками.

Основными элементами, характеризующими скважину, являются ее диаметр, глубина и направление. Диаметр скважины определяется наружным диаметром породоразрушающего инструмента, т.е долота, а если закреплена обсадными трубами, то внутренним диаметром этих труб.

При бурении и эксплуатации скважины ее стенки должны быть надежно укреплены для исключения их обвалов. Все пласты, через которые пробурена скважина, должны быть разобщены друг от друга. Для этого в скважину спускают металлические обсадные трубы, а пространство между ними и горной породой заполняют жидким цементным раствором, который, застывая, образует кольцо цементного камня.

В зоне расположения продуктивного пласта в колонне обсадных труб и цементном камне создают ряд отверстий, соединяющих пласт с внутренней полостью обсадных труб. Полученный после выполнения всех этих работ вертикальный или наклонный канал, соединяющий продуктивный пласт с трубопроводами, расположенными на поверхности земли, и является скважиной.

В зависимости от геологического разреза, способов бурения и вскрытия эксплуатационного пласта, ожидаемого пластового давления и т. д. используют различные конструкции скважин, отличающиеся числом рядов концентрически расположенных обсадных труб различных диаметров, спускаемых на различные глубины. Совокупность сведений о количестве спущенных в скважину колонн обсадных труб различного диаметра и длины, диаметрах колонн для бурения под эти колонны, интервалах подъема цементного раствора называется конструкцией скважины.

В зависимости от расположения и назначения каждого ряда труб различают:

направление - первый ряд труб, спускаемых на глубину до 50м для предохранения устья скважины от размывания промывочной жидкостью и исключения межпластовых перетоков и загрязнения верхних водоносных горизонтов в течение всего срока эксплуатации скважины; кондуктор – второй

ряд труб с максимальной глубиной спуска до 500-600 м, предназначенный для обеспечения устойчивости стенок скважины в верхнем ее интервале. В процессе бурения эта колонна труб препятствует проникновению бурового раствора и других технологических жидкостей, используемых при бурении скважины, в водоносные горизонты;

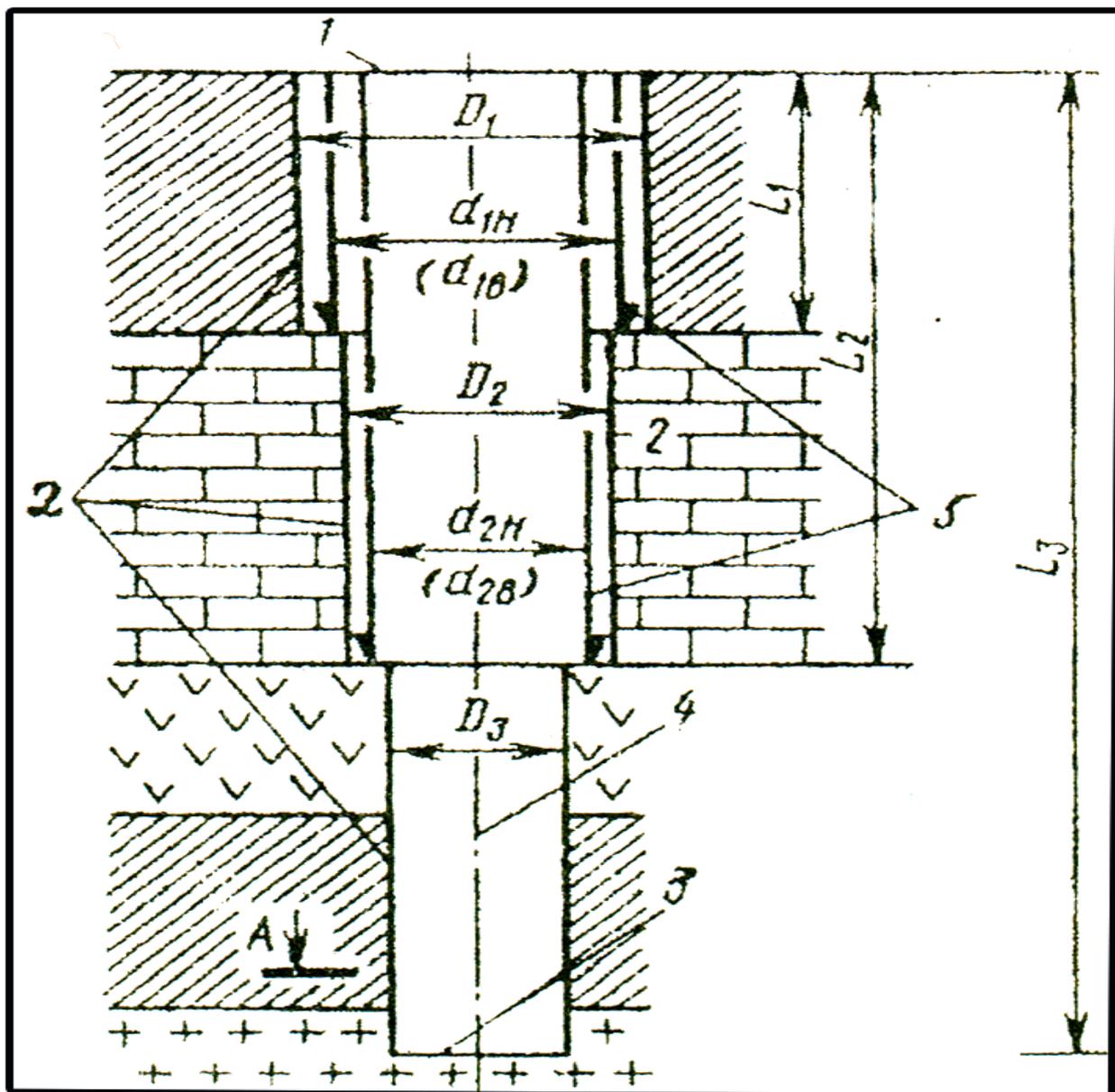


Рис. 1.2. Элементы скважины:
1-устье; 2-стенки; 3-забой; 4-ось; 5-обсадные колонны

технические (или промежуточные) колонны - один или несколько концентрически расположенных рядов труб, спускаемых в скважину в процессе бурения для изоляции водоносных пластов, нефтяных и газовых горизонтов, зон поглощения или зон с неустойчивыми, плохо сцементированными породами. В зависимости от конкретных условий их число и глубина спуска меняются. При благоприятных условиях бурения они могут вообще не использоваться.

эксплуатационная колонна - последний ряд труб, спускаемых в скважину. После спуска этой колонны в скважину процесс ее углубления прекращается. В эксплуатационную колонну спускают внутрискважинное оборудование для подъема продукции пласта на поверхность или закачки в него жидкости или

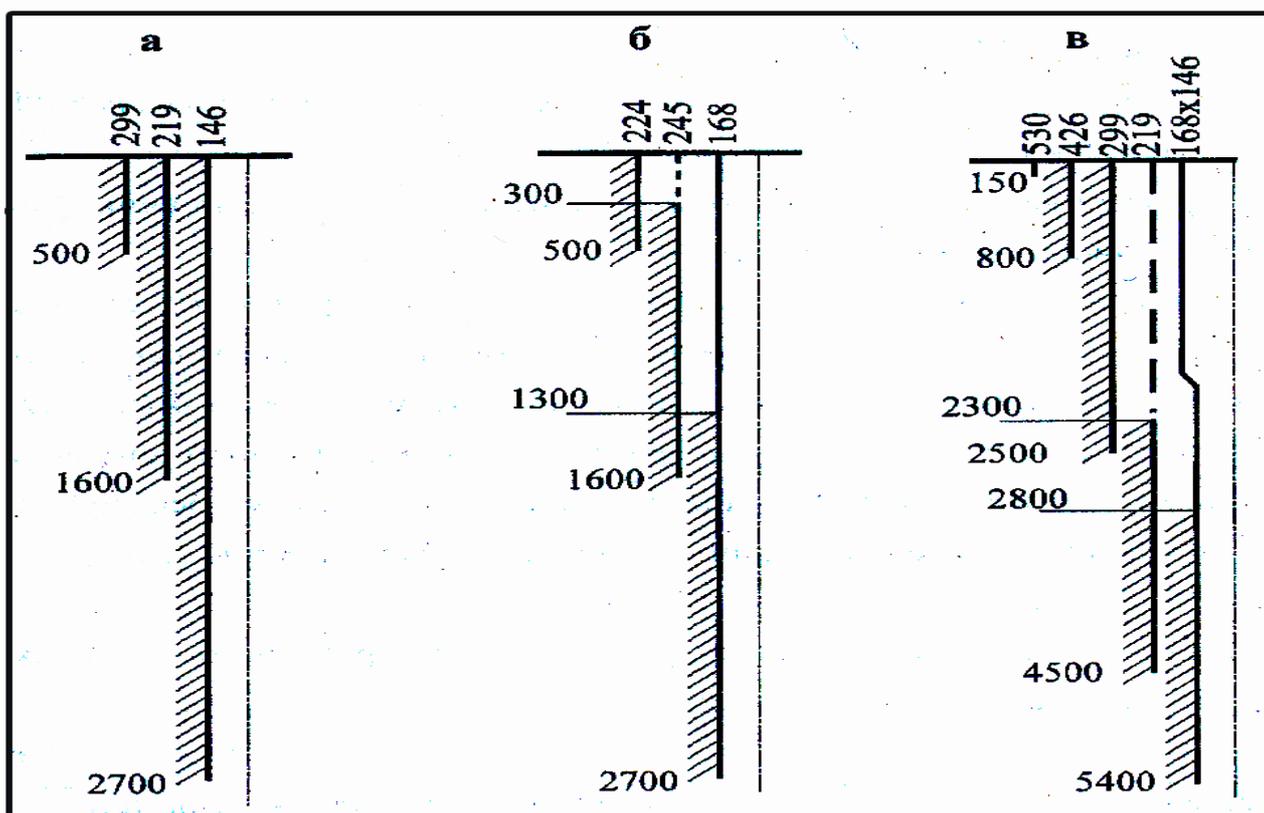


Рис. 1.3. Конструкция скважин

а) со сплошными колоннами; б) хвостовиком; в) с комбинированной эксплуатационной колонной и хвостовиком

газа. В отдельных случаях подъем или закачку жидкости или газа осуществляют с использованием только эксплуатационной колонны.

Техническая и эксплуатационная колонны могут спускаться на всю глубину - от забоя до устья скважины или перекрывать необсаженный интервал ствола скважины от забоя до предшествующей колонны. Такие колонны называют хвостовиками.

Если конструкция скважины включает помимо направления и кондуктора только эксплуатационную колонну, то ее называют одноколонной, при наличии одной или нескольких промежуточных колонн ее называют соответственно двух или многоколонной (рис. 1.3).

В настоящее время при бурении скважин в большинстве случаев стремятся ограничиваться эксплуатационной колонной диаметром 146 или 168 мм,

позволяющими спускать в них оборудование, обеспечивающее при механизированной добыче нефти дебиты порядка $700 \text{ м}^3/\text{сут}$ (а при фонтанном способе и выше), а газа - до 500 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Спущенные в скважину обсадные колонны цементируют путем закачки цемента в кольцевое пространство между стенками скважины и колонны. После затвердевания цементный камень разобщает нефте и газоносные пласты, исключает перетоки между ними, защищает обсадные трубы от корродирующего воздействия минерализованных пластовых вод.

У устья скважины все спущенные в нее колонны обвязываются с помощью колонной головки. В дальнейшем на ее верхнем фланце монтируют оборудование для эксплуатации скважины.

К завершающему этапу бурения относится вскрытие продуктивного пласта. Способ вскрытия зависит от пластового давления, устойчивости

пород продуктивного пласта, его проницаемости и т.п. При вскрытии пласта должны быть приняты меры для предотвращения открытого фонтанирования, сохранения природных фильтрационных свойств пласта, исключения попадания в его поры бурового или тампонажного раствора. Технология вскрытия пласта должна обеспечивать длительную его эксплуатацию и максимальный приток нефти и газа в скважину

Применяемый способ вскрытия предопределяет форму и размеры отверстий (рис. 1.4), соединяющих внутреннюю полость эксплуатационной колонны с продуктивным пластом. Для этого используются пулевые, торпедные, кумулятивные и гидropескоструйные перфораторы.

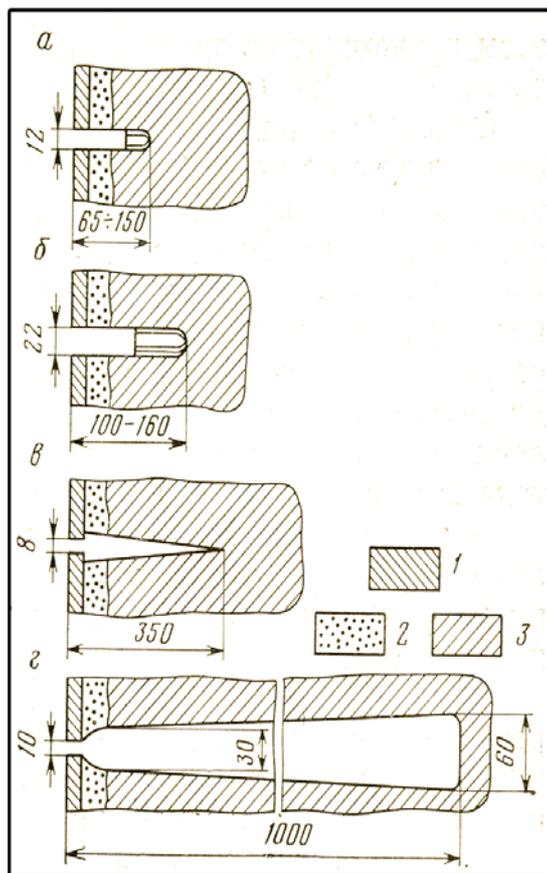


Рис. 1.4. Форма отверстий при различных способах перфорации:

а-пулевая; б-торпедная; в-кумулятивная; г-гидropескоструйная; 1-колонна обсадных труб; 2-цементное кольцо; 3-пласт

ных зарядов и движущихся со скоростью 6000-8000 м/с. При этом давление струи газа на стенку скважины составляет до 30 ГПа. Кумулятивный эффект достигается за счет создания на поверхности заряда выемки особой формы. В породе образуется сужающийся канал глубиной до 350 мм с максимальным диаметром 8-14 мм. К недостаткам этого способа вскрытия относится то, что в процессе перфорации струя газов увлекает за собой жидкость, которой заполнена скважина, и под большим давлением внедряет ее в породу пласта. При этом происходит засорение пор пласта - кольтматация, затрудняющая в дальнейшем приток нефти в скважину.

От недостатков пулевой и кумулятивной перфорации свободна гидropескоструйная перфорация. При использовании этого метода перфоратор спускают на колонне труб и с помощью специальных насосов нагнетают

Пулевые перфораторы опускают в скважину по специальному электрическому кабелю. При подаче электрического импульса происходит залп и, в радиальном направлении, выстреливаются пули диаметром 12,5 мм, которые, пробивая обсадную колонну и цементное кольцо, внедряются в продуктивный пласт. В результате образуются каналы, длина которых в зависимости от прочности породы и типа перфоратора составляет 65-150 мм.

Более эффективны торпедные перфораторы, стреляющие разрывными снарядами диаметром 22-32 мм замедленного действия, при взрыве которых образуются каверны глубиной до 100-160 мм. Недостатком и тех и других является возможность образования трещин в обсадной колонне и цементном кольце. При использовании кумулятивных перфораторов отверстие в колонне, цементном кольце и продуктивном пласте образуется за счет прожигания их сфокусированной струей газов, возникающих при взрыве кумулятив-

под давлением 15-30 МПа жидкость с песком, которая, вытекая из насадок перфоратора, постепенно разрушает колонну, цементное кольцо и породу пласта. В результате образуется коническая полость с увеличивающимся диаметром (от 30 до 60 мм) и глубиной до 1000 мм. При этом колонна не разрушается в местах, не подвергаемых воздействию потока жидкости, и не появляются трещины в цементном кольце.

После опробования скважины и испытания продуктивного пласта скважина сдается в эксплуатацию, и в нее спускают подъемные трубы для подъема пластовой жидкости, закачки жидкости или газа в пласт.

Как и любое другое сооружение, скважина нуждается в уходе и ремонте, поскольку и оборудование, находящееся в ней и на устье, и стволовая часть, и фильтр рано или поздно разрушаются, изнашиваются и перестают выполнять свои функции.

В процессе эксплуатации скважины может возникнуть необходимость перехода на новый продуктивный горизонт (т.е. другой пласт), лежащий выше или ниже уже освоенного, углубления скважины или забуривания нового ствола, идущего в бок от уже имеющегося. Помимо этого, могут возникнуть повреждения цементного кольца, смятие колонны обсадных труб, что усложняет или вообще делает невозможным дальнейшую эксплуатацию скважины.

1.6. Способы эксплуатации скважин

Скважина может использоваться для различных целей, соответственно и называют ее: добывающей — если она служит для извлечения нефти или газа из пласта, нагнетательной — для закачки в пласт жидкости или газа, контрольной — для наблюдения за пластом. Одна и та же скважина в различный период эксплуатации месторождения может последовательно выполнять функции добывающей, нагнетательной или контрольной.

Способ эксплуатации скважин определяет ряд факторов, к которым, прежде всего, относятся: геологическое строение участка месторождения, на котором она расположена, особенность поверхности, где располагается устье скважины, материальные возможности организации, обслуживающей промысел, и т. п.

Особенности геологического строения и режима работы пласта находят отражение в двух основных показателях — пластовом давлении и дебите скважины. Причем важны не только их первоначальные значения, но и предполагаемый характер их изменения, поскольку именно они, в первую очередь, определяют оборудование, которое должно быть спущено и смонтировано на поверхности для эксплуатации скважины.

Помимо дебита и пластового давления существенное значение имеют физико-химические свойства пластовой жидкости — ее вязкость, содержание воды, песка, агрессивных веществ (сероводорода и углекислого газа) и др. Эти характеристики непрерывно меняются в процессе эксплуатации.

В настоящее время для эксплуатации скважин применяют две группы способов — фонтанный и механизированные.

Фонтанный способ (рис. 1.5) эксплуатации может применяться в тех случаях, когда энергия пласта достаточно для подъема пластовой жидкости от забоя до поверхности. Фонтанирование скважины может происхо-

дить как за счет гидростатического давления пласта, так и за счет энергии газа, растворенного в нефти. Гидростатическое давление может быть природным, или искусственным, создаваемым за счет нагнетания в пласт жидкости или газа.

Фонтанный способ эксплуатации наиболее выгодный, поскольку не требует ни сложного специального оборудования, спускаемого в скважину, ни затрат энергии на приведение его в действие. Поэтому одной из важнейших задач является обеспечение длительного и бесперебойного фонтанирования скважины

при рациональном расходовании пластовой энергии. Работу скважины регулируют за счет изменения ее дебита специальными штуцерами, установленными на устье скважины. Штуцеры бывают регулируемые и нерегулируемые. Первые представляют собой, по существу, игольчатый вентиль, величину проходного сечения которого можно изменять, вторые — втулки или диски с отверстиями диаметром 3—15 мм. Детали, взаимодействующие с потоком пластовой жидкости, выполняются из износостойких материалов, твердость которых обеспечивает постоянство величин поперечных сечений. Все остальные способы эксплуатации скважин — механизированные. Они имеют один общий признак: энергия для подъема пластовой жидкости на поверхность подводится извне и с помощью оборудования, расположенного в скважине, передается жидкости. Так как высота всасывания насоса не превышает 5—8 м, то для подъема жидкости из скважины глубиной в несколько сотен или тысяч метров насос приходится опускать в скважину и для обеспечения его надежной работы погружать под уровень пластовой жидкости.

Существует несколько способов механизированной эксплуатации скважин.

Газлифтный способ обеспечивает подъем пластовой жидкости на поверхность за счет рабочего агента — газа, нагнетаемого специальным компрессором в колонну подъемных труб. В качестве

рабочего агента может использоваться газ — в этом случае способ эксплуатации называется газлифтом — или воздух — эрлифтом. В подавляющем большинстве случаев газ подается в скважину с помощью специальных компрессоров. В тех случаях, когда используют газ, находящийся под давлением в газосодержащем пласте, система называется бескомпрессорным газлифтом.

В зависимости от числа рядов труб, спущенных в скважину, их взаимного расположения и назначения различают несколько основных типов конструкций. Принцип работы газлифта заключается в следующем (рис. 1.6). Если в кольцевое пространство между колонной подъемных труб и эксплуатационной колонной нагнетать газ, то после вытеснения жидкости из кольцевого пространства газ в виде пузырьков начнет поступать в центральную колонну и двигаться по ней вверх. При этом удельный вес смеси жидкости и газа будет уменьшаться, в результате чего уровень ее начнет подниматься вверх. Изменяя глубину спуска подъемных труб, давле-

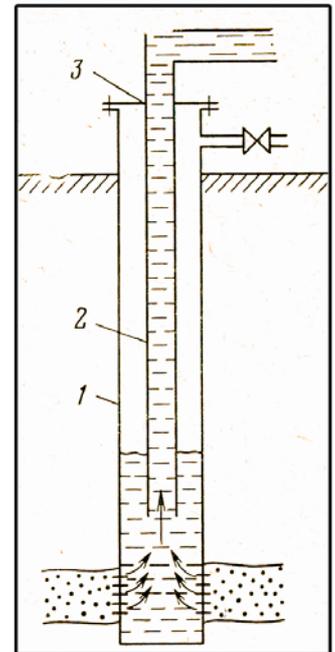


Рис. 1.5. Схема фонтанного способа эксплуатации:

1-эксплуатационная скважина; 2-пакер; 3-колонна подъемных труб; 4-фонтанная арматура

ние подаваемого газа и его расход, можно обеспечить подъем пластовой жидкости пузырьками газа на поверхность. Поднятию жидкости способствуют также и движущиеся вверх пузырьки газа. Газ может подаваться не только по кольцевому пространству, но и по центральной трубе. В этом случае газожидкостная смесь будет подниматься по кольцевому пространству.

Применяют также двухрядные подъемники, в которых газ нагнетается в кольцевое пространство между двумя рядами колонн подъемных труб, а газожидкостная смесь поднимается по центральной колонне. В зависимости от глубины динамического уровня длина наружного, второго, ряда труб может быть больше внутреннего, в этом случае подъемник называют полтора рядным. Для пуска газлифтной скважины необходимо создать давление газа, обеспечивающее снижение уровня жидкости до башмака подъемной колонны.

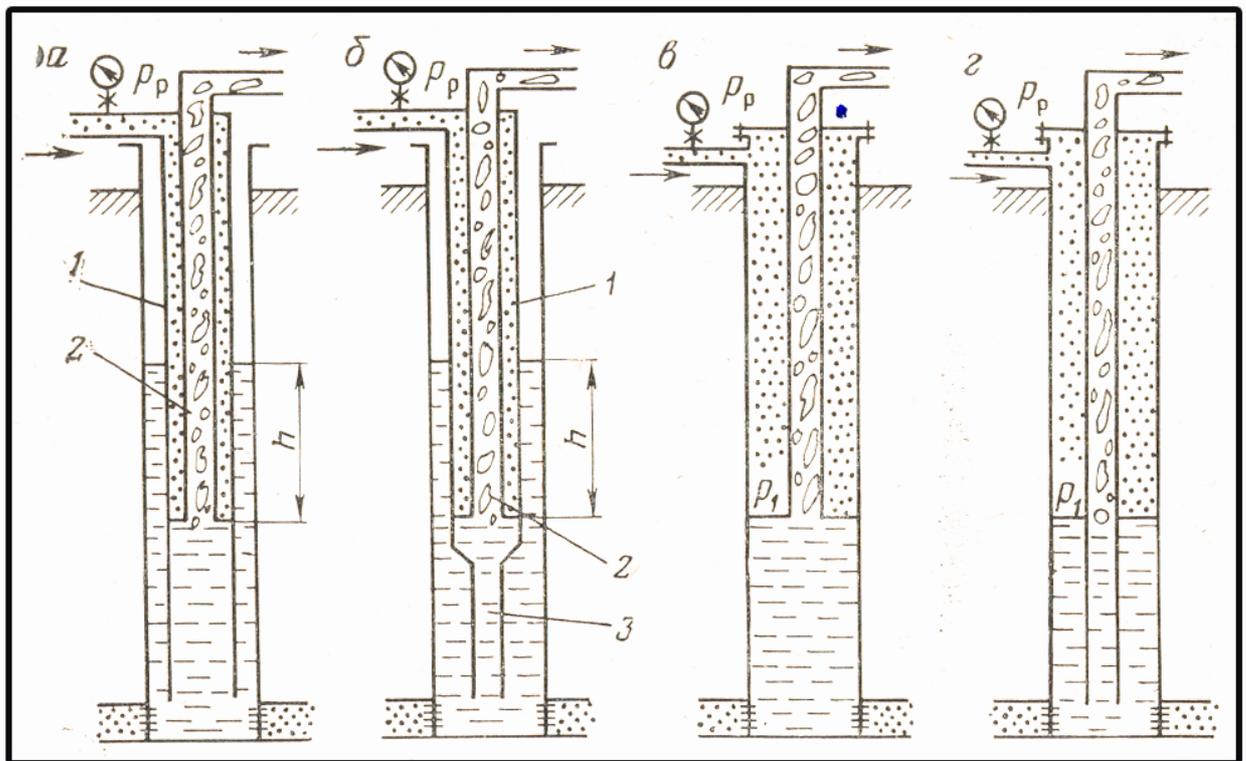


Рис. 1.6. Схема газлифтного способа эксплуатации:

а- двухрядный подъемник; б- полтора рядный подъемник; в- однорядный подъемник; г- однорядный подъемник; с- рабочим отверстием; 1- первый ряд труб; 2- второй ряд труб; 3- хвостовая часть первого ряда труб

При этом газ будет попадать в колонну, по которой поднимается смесь. Это давление (пусковое) значительно превышает давление, необходимое для установившегося режима работы газлифта. Так, при эксплуатации скважины оно уравнивает столб газированной жидкости с небольшой средней плотностью, а при пуске — столб пластовой жидкости большей плотности.

Раньше для пуска применяли специальные пусковые компрессоры высокого давления, которые соединялись со скважинами специальными трубопроводами; в настоящее время используют пусковые клапаны, устанавливаемые на колонне подъемных труб для ступенчатого аэрирования столба жидкости.

Клапаны в зависимости от места их установки должны иметь различную настройку. В процессе эксплуатации они нуждаются в периодической регулировке и осмотре, для чего их необходимо извлекать на поверхность.

Часто скважину перед пуском в эксплуатацию фонтанным способом оснащают газлифтным оборудованием, а вместо пусковых клапанов устанавливают их макеты — детали, имеющие размеры клапанов и обеспечивающие герметизацию отверстий, соединяющих внутреннюю и наружные полости подъемных труб. После истощения энергии пласта и прекращения фонтанирования макеты заменяют клапанами, а скважину переводят на газлифтную эксплуатацию.

Один из самых массовых механизированных способов эксплуатации связан с использованием штанговых скважинных насосов (ШСН). При его применении плунжерный насос опускают на колонне подъемных труб под уровень пластовой жидкости и соединяют с приводящим его станком-качалкой колонной штанг (рис. 1.7). Насосная установка включает скважинный насос, цилиндр которого закреплен на колонне подъемных труб, а плунжер колонной штанг соединен с приводом — балансирным станком-качалкой. Насос снабжен нагнетательным и всасывающим клапанами.

Колонна штанг соединена устьевым штоком, проходящим через устьевой сальник с балансиром станка-качалки. Приводной двигатель посредством редуктора и кривошипно-шатунного механизма обеспечивает возвратно-качательное движение балансира, а он в свою очередь перемещает колонну штанг и плунжер скважинного насоса. Пластовая жидкость поднимается по внутренней полости колонны подъемных труб и через боковой отвод направляется в промышленную сеть.

Принцип работы скважинного насоса следующий. При движении плунжера вверх всасывающий клапан открывается, и жидкость поступает в цилиндр насоса. В это же время нагнетательный клапан закрыт и жидкость, находящаяся над плунжером, поднимается вверх по трубам. Таким образом, происходит одновременный подъем жидкости, находящейся над плунжером, и заполнение полости цилиндра под плунжером. При ходе плунжера вниз нагнетательный клапан открывается, а всасывающий закрывается и происходит вытеснение пластовой жидкости из пространства под плунжером через нагнетательный клапан в пространство над ним.

В зависимости от способа монтажа различаются два основных типа насоса — трубные (невставные) и вставные.

В невставных насосах цилиндр и плунжер опускают в скважину раздельно: сначала цилиндр на колонне подъемных труб, а потом плунжер с клапанами на колонне штанг.

Вставные насосы спускают в скважину в собранном виде на колонне штанг и закрепляют на колонне труб с помощью специального замка.

Существует множество конструкций штанговых скважинных насосов, отличающихся выполнением плунжера, цилиндра, числом и типами клапанов, способами их извлечения и т. п.

Привод скважинного насоса — балансирный станок-качалку монтируют на специальном массивном фундаменте. Он состоит из следующих основных узлов: рамы со стойкой, балансира с головкой, редуктора с двумя кривошипами, шатунами и траверсой. Для обеспечения равномерной загрузки двигателя и уменьшения его мощности станок-качалку уравнивают грузами, устанавливаемыми на балансире, кривошипах или и од-

новременно тут и там. Необходимость уравнивания установки обусловлена тем, что при ходе вверх двигатель должен обеспечить подъем колонны штанг и столба жидкости, находящейся над плунжером скважинного насоса, т. е, совершить полезную работу и передать колонне штанг значительную потенциальную энергию при ее подъеме. Если не уравновесить установку грузами, то при ходе штанг вниз накопленная ими потенциальная энергия перейдет в теплоту и пропадет безвозвратно. Массу грузов подбирают таким образом, чтобы, например, работа, затрачиваемая двигателем при ходе штанг вверх и вниз, была постоянной.

При работе штанговой скважинкой насосной установки в особо сложных условиях находятся элементы внутрискважинного оборудования — штанги, насос и подъемные трубы. Колонна штанг, передающая усилие от станка-качалки к плунжеру скважинного насоса, подвергается переменным, по величине растягивающим усилиям в верхней части, а в нижней — то растягивающим, то сжимающим. В процессе работы на нее воздействуют агрессивные вещества (сероводород, углекислый газ), вызывающие ее коррозию, песок, выносимый пластовой жидкостью.

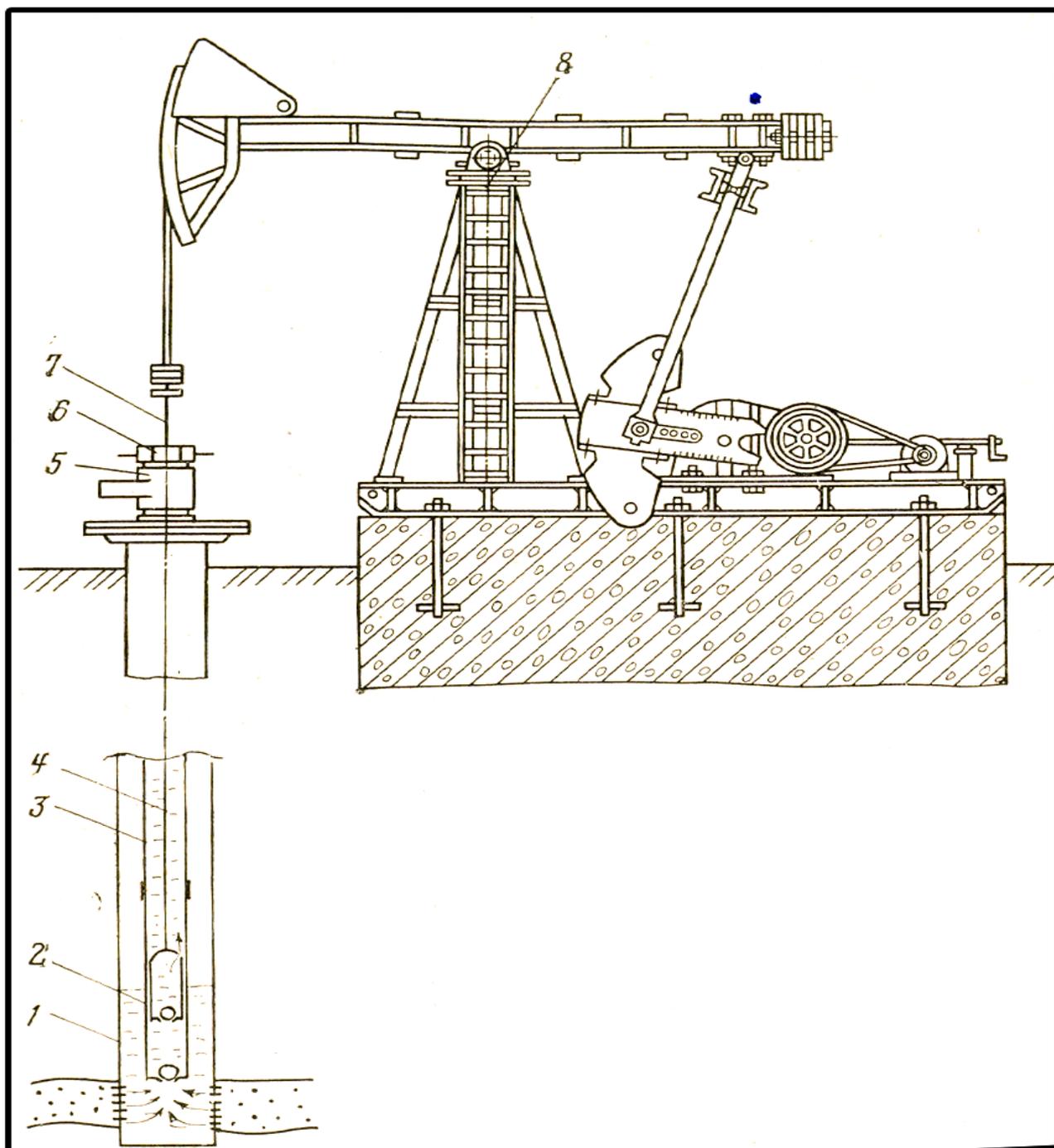


Рис. 1.7. Схема эксплуатации штанговой скважинной насосной установкой:

1-эксплуатационная колонна; 2-скважина; 3-колонна насосно-компрессорных труб; 4-колонна штанг; 5-тройник; 6-устьевой сальник; 7-устьевой шток; 8- станок-качалка

Особенностью работы металлических деталей, подвергаемых изменяющимся во времени нагрузкам, является их разрушение при определенном числе циклов нагружения. В том случае, если детали находятся в пластовой жидкости, предельное число циклов нагружения резко уменьшается по сравнению с аналогичным при работе на воздухе. Учитывая эту особенность, целесообразно эксплуатировать скважинные насосы при возможно большей длине хода штанг, так как это позволяет пропорционально уменьшить число нагружений и тем самым продлить срок их службы при условии сохранения необходимой подачи скважинного насоса. Так,

например, увеличение длины хода штанг в 2 раза позволяет увеличить срок службы колонны штанг примерно в 2 раза.

Подъемные трубы подвергаются воздействию пластовой жидкости, находящейся в них, там же располагается колонна штанг, соприкасающихся с трубами в местах, где ствол скважины не вертикален. Наружная поверхность насосно-компрессорных труб (НКТ) соприкасается с внутренней поверхностью эксплуатационной колонны. Так как в процессе работы скважинного насоса усилие, обусловленное весом столба пластовой жидкости, расположенной над плунжером, действует то на штанги (при ходе плунжера вверх), то на трубы (при ходе его вниз), то и колонны штанг и труб в течение двойного хода то сокращаются, то удлиняются. Эти удлинения в зависимости от диаметра плунжера насоса, поперечных сечений штанг и труб могут изменяться в широких пределах. Для скважин глубиной 1000—1500 м они составляют для штанг десятки сантиметров, для труб — единицы. Удлинения максимальны для нижнего конца труб и убывают по мере приближения к его верхнему, неподвижно закрепленному концу.

Таким образом, несмотря на то, что колонна подъемных труб неподвижно закреплена в зоне устья, ее нижняя часть при каждом двойном ходе плунжера перемещается вверх и вниз на несколько сантиметров. При этом в местах соприкосновения истирается и - наружная поверхность колонны подъемных труб, и внутренняя поверхность эксплуатационной колонны.

В скважинном насосе к наиболее изнашивающимся деталям относятся плунжер и цилиндр. Они истираются в результате трения и попадания в зазор между ними песчинок. Иногда в результате попадания песка в зазор может произойти заклинивание и для возобновления работы насос необходимо поднять на поверхность. Для предотвращения попадания песка в насос применяют песочные якоря, устанавливаемые перед всасывающим клапаном.

Нагнетательные и всасывающие клапаны в процессе работы насоса изнашиваются в результате соударения шарика с его седлом и промывания пластовой жидкостью. Увеличению их долговечности, так же как и штанг, способствует уменьшение числа двойных ходов штанг путем увеличения длины хода.

Таким образом, правильный выбор параметров работы оборудования, прежде всего длины хода штанг, может увеличить межремонтный период работы установки.

Для приведения в действие бесштанговых скважинных насосов используют электрические или гидравлические двигатели, располагаемые в скважине в непосредственной близости от них. В нашей стране широко используют установки, в которых погруженный в пластовую жидкость электродвигатель приводит в действие многоступенчатый центробежный или винтовой насос.

Установка погружного центробежного электронасоса (УЭЦН) (рис. 1.8) состоит из погружного насосного агрегата, включающего электродвигатель, протектор и многоступенчатый насос, спущенный в скважину на колонне подъемных труб, закрепленных на устье скважины. Электродвигатель соединен кабелем со станцией управления и автотрансформатором, расположенными на поверхности у устья скважины. Часть неиспользованного кабеля наматывают на барабан, установленный у устья скважины.

Пластовая жидкость, поступающая из пласта в эксплуатационную колонну, обтекает двигатель, протектор и через боковой вход поступает в насос, из которого по подъемным трубам поднимается поверхность и через устьевую арматуру отводится в промысловую сеть.

На выходе насоса устанавливают обратный клапан для предотвращения обратного течения жидкости в подъемных трубах при установке двигателя и спускной клапан для слива жидкости из труб перед подъемом их из скважины. Электродвигатель установки изготавливают в специальном исполнении, предотвращающем попадание пластовой жидкости в его внутреннюю полость. Для этого ее заполняют маловязким маслом. В электродвигателе предусмотрены устройства для обеспечения фильтрации масла и циркуляции его внутри корпуса.

Протектор для защиты двигателя от воздействия окружающей его пластовой жидкости имеет запас масла для смазки подшипников двигателя и насоса.

Погружной насос состоит из большого числа ступеней — рабочих колес и направляющих аппаратов,— расположенных внутри корпуса. Подобная конструкция обусловлена тем, что одна ступень центробежного насоса создает небольшой напор, а последовательное их соединение позволяет получить необходимое давление.

Нагнетательные скважины (рис. 1.9) служат для закачки в продуктивный пласт жидкости или газа для поддержания пластового давления на необходимом уровне. Наиболее часто закачивают воду. Существует несколько вариантов компоновки внутрискважинного оборудования, определяемых в основном расположением источника закачиваемой воды.

Нагнетаемую в пласт воду, откачивают из специальных неглубоких скважин, пробуриваемых под руслами рек, непосредственно из рек, озер или морей. В этих случаях ее предварительно очищают, после чего специальными многоступенчатыми центробежными насосами по трубопроводам направляют в нагнетательные скважины. В скважины спускают колонну труб, нижний торец которых — башмак располагают чуть выше пласта, куда закачивают воду. Для предохранения эксплуатационной колонны от действия давления закачиваемой жидкости в нижней части колонны устанавливают специальное уплотнение — пакер. Если геологическое строение таково, что на территории промысла имеются мощные водоносные горизонты, то воду берут из расположенных поблизости скважин, а иногда и из выше- или нижележащих водоносных пластов той же нагнетательной скважины. В таком случае для закачивания жидкости в пласт в скважину спускают центробежный электронасос, устанавливают пакеры и другое необходимое оборудование

1.7. Подземный ремонт скважин

Каждый из перечисленных выше способов эксплуатации не обеспечивает непрерывного функционирования скважины в течение всего периода его применения. Это обусловлено следующими причинами. Во-первых, внутрискважинное оборудование, предназначенное для подъема продукции пласта, закачки в него жидкости или газа нуждается в периодическом ремонте. Для его выполнения необходимо прекратить эксплуатацию скважины, поднять на поверхность оборудование и спустить в скважину новое или отремонтированное. Во-вторых, в процессе вытеснения пластовой жидкости или газа из пласта изменяются его свойства,

размеры пор и трещин, по которым течет пластовая жидкость, уменьшаются из-за отложения на стенках различных веществ, выделяющихся из нефти, или даже совсем закупориваются.

Для дальнейшей эксплуатации скважины в таких случаях необходимо воздействовать на часть пласта, прилегающую к забою скважины, для его очистки от отложений и улучшения притока пластовой жидкости, увеличения размера пор и трещин. В-третьих, технология разработки месторождения может потребовать прекращения эксплуатации какого-либо пласта или группы пластов, ввести в эксплуатацию новые и т. п. Для этого бывает необходимо изолировать отдельные пласты, обеспечить приток из неэксплуатировавшихся ранее пластов или же углубить скважину, забурить второй ствол.

Работы, связанные с выполнением операций по воздействию на оборудование, находящееся в скважине, скважину или прилежащие к ней участки пластов, называются подземным ремонтом скважин. Его принято подразделять на текущий и капитальный.

В зависимости от причин, предопределяющих проведение текущего ремонта, его подразделяют на:

предупредительный (или профилактический) — ремонт, который проводится в соответствии с заранее составленным графиком. Его основная цель — поддержание режима эксплуатации скважины на заданном уровне — прежде всего это обеспечение требуемого дебита;

вынужденный (или восстановительный) — ремонт, вызванный непредвиденными изменениями режима или вообще прекращением эксплуатации скважины;

технологические работы выполняют при введении в эксплуатацию новых скважин после бурения или капитального ремонта, необходимости изменения режима их работы и т. п.

Текущий подземный ремонт — комплекс работ по проверке, частичной или полной замене подземного оборудования, очистке его, стенок скважин и забоев от различных отложений (песка, парафина, солей, продуктов коррозии), а также по осуществлению в скважинах геолого-технических и других мероприятий по восстановлению и повышению их дебита.

Капитальный ремонт скважины — комплекс работ по восстановлению ее работоспособного состояния. К нему относятся ремонт обсадной колонны и воздействия на призабойную зону и прилегающие к скважине участки пластов.

Характер операций, выполняемых при подземном ремонте, зависит от способа эксплуатации, поскольку он определяет применяемое внутрискважинное оборудование. Последовательность способов эксплуатации, как правило, следующая: фонтанная эксплуатация, перевод на какой-либо механизированный способ добычи — газлифт, ШСН, ЭЦН.

Рассмотрим основные причины, вызывающие текущий подземный ремонт, при различных способах эксплуатации скважин.

Фонтанная эксплуатация

После окончания бурения скважину оборудуют фонтанной арматурой для удержания колонны подъемных труб и соединения ее внутренней полости и кольцевого пространства с выкидными линиями. На колонне подъемных труб при необходимости устанавливают пакер, якорь и кла-

пан-отсекатель.

Пуск в эксплуатацию проводят заменой глинистого раствора или воды, заполняющие скважину, на более легкую жидкость — воду или нефть. Удельный вес жидкости уменьшают также ее аэрацией — продувкой скважины сжатым воздухом — или заменой ее на газожидкостную смесь.

При фонтанной эксплуатации пластовая жидкость, как правило, поднимается не по всему сечению эксплуатационной колонны, а по колонне подъемных труб (колонна насосно-компрессорных труб). Применение специальной колонны, обусловлено:

- 1) облегчением работ по освоению скважины;
- 2) более эффективным использованием энергии газа, растворенного в пластовой жидкости и выделяющегося в виде пузырьков при ее подъеме по колонне;
- 3) стремлением увеличить скорость движения продукции скважины по подъемным трубам и обеспечить вынос песка, поступающего из пласта на поверхность;

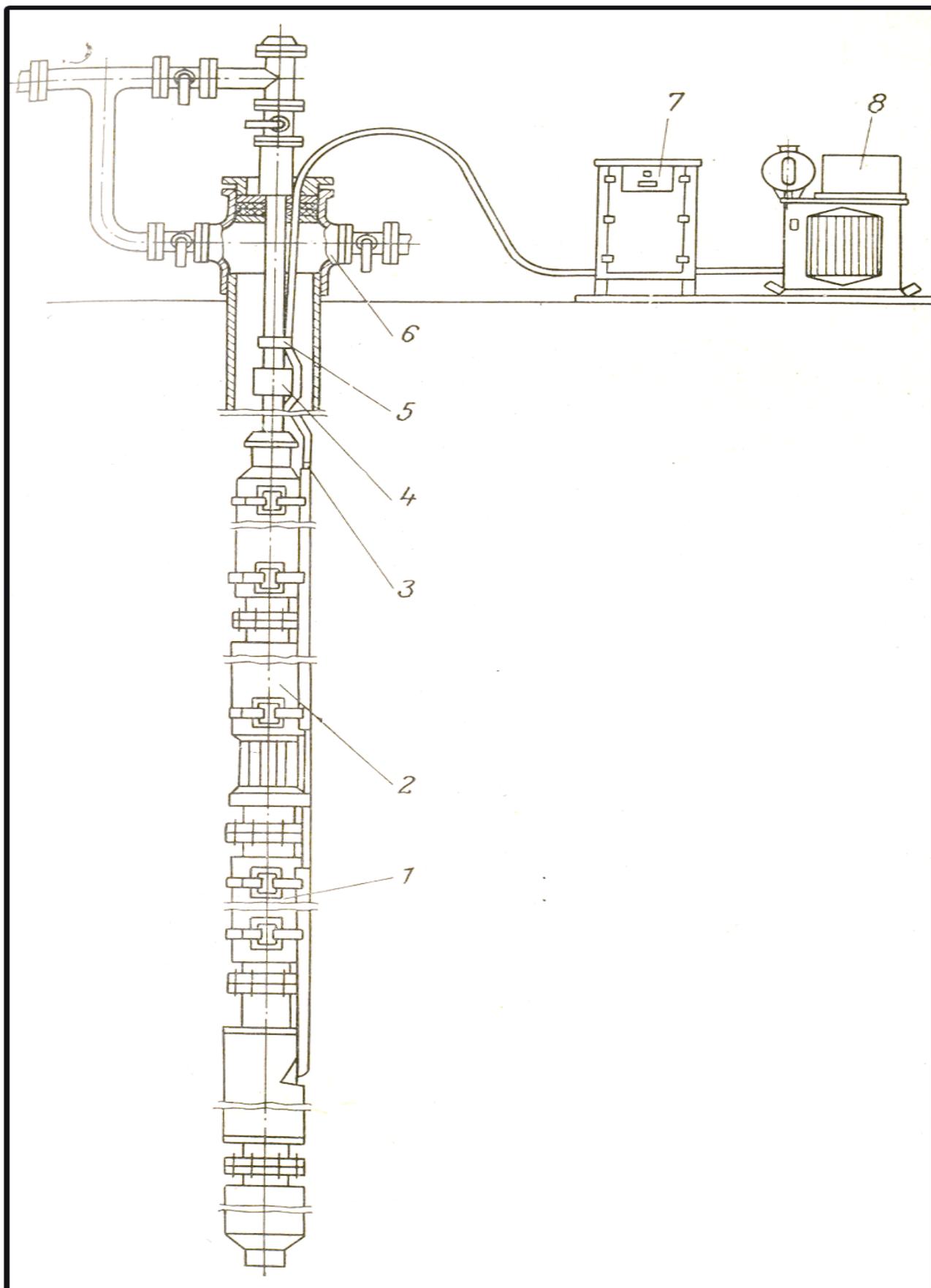


Рис. 1.8. Схема установки скважинного электроцентробежного насоса:
 1-электродвигатель с гидрозашитой; 2-насос; 3- кабель; 4- колонна насосно-компрессорных труб; 5-пояса; 6-оборудование устья скважины; 7-станция управления

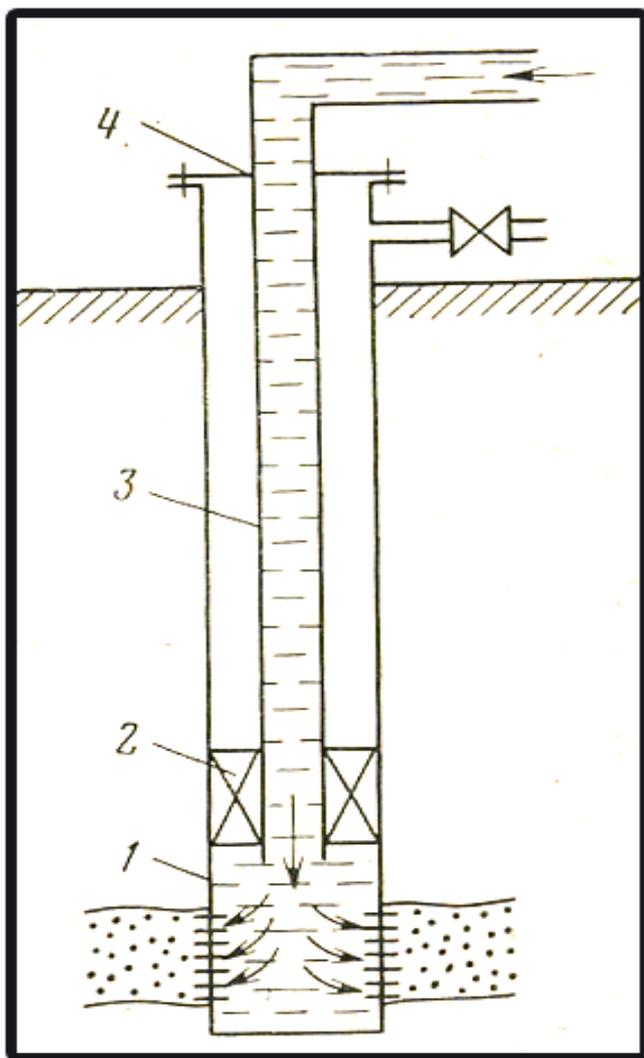


Рис. 1.9. Схема нагнетательной скважины:

1-электродвигатель; 2-насос; 3-кабель; 4- колонна насосно-компрессорных труб; 5-пояса; 6-оборудование устья скважины; 7-станция управления; 8-трансформатор

В основном отложения парафина наблюдаются в верхней части подъемных труб на расстоянии до 400 м от устья скважины; как правило, толщина отложений достигает максимума на глубине 50—200 м.

Через некоторое время после пуска в эксплуатацию фонтанной скважины в результате отложения парафина и песка в колонне подъемных труб могут образоваться пробки, а течение жидкости может прекратиться. Пробки представляют собой смесь песка, выносимого из продуктивного пласта, окалин, образующейся при взаимодействии агрессивных составляющих пластовой жидкости с металлом труб, парафина, смол и других веществ, находящихся в пластовой жидкости. Пробки бывают забойные или патронные. Забойные — представляют собой сплошной столб песка, патронные — перемежающиеся столбы песка, жидкости и газа. Пробка, находящаяся в колонне труб длительное время, может уплотняться, образовать прочную корку. Ликвидировать ее достаточно сложно.

4) необходимостью обеспечения такого режима течения, при котором осаждение парафина на стенках труб минимальное.

Необходимость выполнения этих требований обусловлена особенностями процесса подъема пластовой жидкости на поверхность — она содержит в себе нефть, минерализованную воду, парафин, песок и газ. При высокой температуре в пластовых условиях парафин растворен в нефти. По мере подъема пластовой жидкости гидростатическое давление уменьшается, растворенный газ начинает выделяться в виде пузырьков, которые постепенно расширяются. При расширении газа его температура уменьшается, что приводит к охлаждению всей смеси, в результате понижения температуры растворенный парафин начинает кристаллизоваться — из жидкого состояния он переходит в твердое. Мельчайшие кристаллики парафина находятся во взвешенном состоянии и по пути движения жидкости осаждаются на внутренней поверхности колонны подъемных труб. На слое парафина закрепляются песчинки, и постепенно толщина слоя увеличивается.

Понижение температуры пластовой жидкости тем больше, чем выше она поднимается.

Помимо профилактических мер по предотвращению образования пробок — использования труб со специальным внутренним покрытием, применения специальных химических добавок и т. п. — приходится периодически

прекращать эксплуатацию скважины и проводить подземный ремонт. Удаление пробок проводят несколькими способами; не извлекая труб из скважины (и не прекращая ее эксплуатации), с помощью специальных приспособлений — скребков-желонков, промывкой различными жидкостями, продувкой воздухом и т. п. Пробки можно удалить и на поверхности после извлечения колонны труб и ее пропаривания.

Газлифтная эксплуатация

При газлифтном способе эксплуатации скважин к работам, связанным с поддержанием в работоспособном состоянии колонны подъемных труб, добавляются еще и операции по замене или установке пусковых клапанов. Их можно проводить, либо подняв всю колонну труб, на которой они смонтированы, либо без подъема труб с помощью специального инструмента, опускаемого на канате и позволяющего устанавливать клапаны в эксцентрично расположенные гнезда. Второй способ более прогрессивный, поскольку снижает трудоемкость работ и ускоряет их проведение.

Эксплуатация штанговыми насосами

Увеличение количества внутрискважинного оборудования и усложнение его конструкции по сравнению с используемым при фонтанной или газлифтной эксплуатации предопределяют появление новых причин, вызывающих необходимость в текущем подземном ремонте. К ним относятся, прежде всего, работы, связанные со сменой скважинного насоса или его отдельных узлов, устранением неполадок с колонной штанг.

В процессе работы скважинного насоса его детали изнашиваются — увеличивается зазор между плунжером и цилиндром, теряют герметичность клапаны, в результате чего производительность насоса уменьшается.

Для смены трубных насосов необходимо сначала поднять на колонне штанг плунжер вместе со всасывающим и нагнетательным клапаном, а потом колонну подъемных труб вместе с цилиндром. При использовании вставного насоса отпадает необходимость в подъеме колонны труб — насос извлекают на колонне штанг. Если же посадочное гнездо насоса нуждается в ремонте, то извлекают и колонну труб.

Для защиты деталей скважинного насоса от действия песка применяют песочные якоря — устройства, устанавливаемые на приеме насоса и служащие для отделения от пластовой жидкости песчинок, выносимых ею из пласта. Принцип действия песочных якорей основан на снижении ско-

рости потока пластовой жидкости до такой величины, при которой песчинки не поднимаются струей вверх, а падают вниз и скапливаются в корпусе якоря. Периодически якорь (вместе с насосом) необходимо поднимать для очистки от накопившегося песка.

Для борьбы с песком можно также создавать искусственный фильтр в призабойной зоне скважины. При этом призабойную зону крепят полимерным тампонажным составом. В ряде случаев применяются специальные фильтры, спускаемые на колонне обсадных труб и препятствующие попаданию во внутреннюю полость эксплуатационной колонны частиц породы, из которой сложен продуктивный пласт.

Прекращение подачи насоса может происходить также в результате заклинивания плунжера в цилиндре из-за попадания в зазор между ними песка, окарины или кусочков внутреннего покрытия колонны подъемных труб — стекла или эмали. Для устранения заклинивания проводят расхаживание — стремятся переместить плунжер вверх, поднимая штанги специальным агрегатом, либо извлекают насос на поверхность.

В процессе работы ШСН достаточно часто происходят обрывы или самопроизвольные отвороты колонны штанг. В наклонных скважинах частым явлением бывает разрушение целостности колонны вследствие протиров в зонах искривлений, где трение штанг о внутреннюю поверхность труб сопровождается значительными давлениями. При обрыве или отвороте штанг необходим текущий подземный ремонт, при котором ловят нижнюю оборванную часть колонны штанг и извлекают ее на поверхность.

Помимо всех перечисленных неполадок подземный ремонт производят для удаления пробок, которые, как и при фонтанном и газлифтном способах, образуются во внутренней полости подъемных труб.

Для предупреждения отложений парафина при штанговой эксплуатации используют методы, описанные ранее, а также применяют механические скребки, устанавливаемые на колонне штанг. В этом случае колонну штанг соединяют со станком-качалкой через штанговращатель — механизм, обеспечивающий поворот колонны на небольшой угол при каждом двойном ходе. При использовании штанговращателя происходит также постоянное подтягивание резьбовых соединений колонны штанг, в результате чего сокращается число случаев самоотвинчивания.

Эксплуатация УЭЦН

При использовании центробежных электронасосов текущий подземный ремонт может быть обусловлен необходимостью исправления и извлечения внутрискважинного оборудования из-за электрического пробоя изоляции кабеля, ее механического повреждения, необходимостью подъема погружного агрегата для профилактического пополнения маслом, заклиниванием центробежного насоса в результате отложения солей или износа опор, необходимостью очистки и замены газовых или песочных якорей.

Подземный ремонт проводят с выполнением таких операций, как спуск или подъем колонны труб совместно с кабелем, извлечение кусков оборванного или перетертого кабеля и т. п.

Газовые скважины

В процессе эксплуатации газовых скважин вместе с газом из пласта выносятся жидкость — вода, нефть, а также материал, из которого сложен продуктивный пласт. В зависимости от режима работы скважины все эти вещества могут либо выноситься потоком газа по колонне подъемных труб, либо постепенно накапливаться на забое.

В процессе эксплуатации может происходить уменьшение дебита в результате образования песчаных или гидратных пробок, накопления конденсата в призабойной зоне, закупорки части перфорационных отверстий и других причин. При выносе песка потоком газа на поверхность происходит абразивное изнашивание колонны подъемных труб, устьевого оборудования, что может привести, например, к обрыву колонны эксплуатационных труб, прихвату их образовавшейся пробкой и т. п.

Специфической особенностью газовых скважин является образование гидратных пробок. Гидраты — это твердые вещества, которые образуются в результате взаимодействия газа и воды, содержащихся в пласте при определенных давлениях и температурах. В подобных случаях молекулы воды образуют каркас, заполненный молекулами газа. Образование гидратов в зоне фильтра или во внутренней полости подъемных труб приводит к уменьшению дебита газа и необходимости проведения подземного ремонта.

Для уменьшения выноса песка на поверхность в газовых скважинах устанавливают специальные гравийные фильтры; укрепляют призабойную зону цементными растворами или химическими соединениями. В случае образования песчаных пробок их удаляют. Все эти работы являются составляющими подземных ремонтов, проводимых на газовых скважинах.

Нагнетательные скважины

Скважины для закачки жидкости или газа в пласт для поддержания пластового давления бурят специально либо для этих целей используют эксплуатационные скважины, когда контур заводнения достигает их забоя.

Перед началом эксплуатации нагнетательной скважины или при переводе эксплуатационной на новый режим работы забой ее тщательно промывают и обрабатывают зону фильтра для обеспечения его хорошей приемистости. В процессе работы, несмотря на предварительную очистку закачиваемого газа или жидкости, зона фильтра постепенно засоряется. Для очистки и поддержания приемистости скважины на необходимом уровне ее периодически промывают или увеличивают пористость призабойной зоны скважины искусственным путем.

Выполнение всех этих работ, связанных со спуском или подъемом колонн труб, установкой пакеров и другого внутрискважинного оборудования, осуществляется при подземном ремонте.

Таким образом, основная цель выполняемых работ с внутрискважинным оборудованием — поддержание режимов его работы на определенном уровне, прежде всего обеспечение требуемого дебита пластовой жидкости или газа при добыче и определенного расхода при закачке в скважину жидкости или газа.

Однако ухудшение этих показателей может объясняться не только какими-либо неисправностями во внутрискважинном оборудовании, а изменением физических свойств продуктивного пласта или дефектами в самой скважине.

К первой группе причин уменьшения дебита относится ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны, происходящее в результате отложения на стенках капилляров и пор пласта различных смолистых веществ, содержащихся в пластовой жидкости, закупорки их парафином, засорения песком.

Ко второй группе причин относятся появление дефектов в эксплуатационной колонне и цементном кольце, в результате чего происходят перетоки жидкости — как правило, воды — из ранее изолированных пластов во внутреннюю полость скважины или же увеличение содержания воды в пластовой жидкости, обусловленное особенностями течения жидкостей в пласте. Помимо перечисленных существует еще ряд причин, вызывающих необходимость проведения подземного ремонта.

Улучшение фильтрационных свойств призабойной зоны скважины достигается за счет ее промывки, прогрева, закачки кислот, увеличения проницаемости созданием новых трещин и т. д. Подобные работы, хотя и преследуют своей целью воздействовать на фильтр скважины, призабойную зону и даже на часть пласта, примыкающую к скважине, относят к капитальному ремонту.

Исправление дефектов колонны связано, как правило, с проведением операций, выполняемых при бурении, — цементированием, углублением скважины или забуриванием второго ствола. Их тоже относят к капитальному ремонту скважины. Сюда же входят работы, связанные с переходом на новый горизонт, перфорацией колонны и т. п.

Работы по подземному ремонту скважин выполняют бригады текущего и капитального ремонта. Задачей службы подземного ремонта является сохранение действующего фонда скважин в состоянии, пригодном для длительной эксплуатации. Решение этой задачи по мере развития нефтяной промышленности становится все труднее, поскольку увеличение фонда скважин приводит к возрастанию доли старых скважин, дебит которых падает, обводненность увеличивается, а число ремонтов возрастает. Одновременно происходит увеличение глубин скважин, вновь вводимых в эксплуатацию, рост числа наклонно-направленных скважин. Старение скважин и ухудшение геолого-технических условий их эксплуатации приводят к потерям в добыче нефти, обусловленным простым скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

В настоящее время из каждых 100 подземных ремонтов на долю фонтанных скважин приходится 2, на долю скважин, оборудованных ШСН, — 58 (из них по причине обрыва колонны штанг — 30, из-за выхода из строя скважинного насоса — 25), на долю скважин, оборудованных УЭЦН, — 36, на остальных — 4.

Средняя продолжительность ремонтов (ч) составляет: при смене ЭЦН — около 45, ШСН — 40, при устранении обрыва или отвинчивания штанг — 24, обрыва труб — 86, при переводе на другой способ эксплуатации — 48 (не включая времени выполнения работ с наземным оборудованием). Средняя продолжительность подземного ремонта составляет около 21 ч.

Характерным процессом для нефтегазодобывающей промышленности является увеличение абсолютного числа и доли в общем, балансе скважин с механизированной добычей пластовой жидкости. Это приводит, в свою очередь, к дальнейшему росту числа подземных ремонтов, что влечет за собой необходимость увеличения числа бригад подземного ремонта и количества оборудования, используемого при его проведении. Уже в на-

стоящее время численность рабочих, занятых подземным ремонтом скважин, превышает численность рабочих, участвующих непосредственно в добыче нефти. Подводя итог, можно сказать, что подземный ремонт скважин — один из обязательных элементов комплекса работ, проводимых в течение всего периода эксплуатации месторождения. Его назначение — обеспечение бесперебойной работы скважины и внутри-скважинного оборудования. Несмотря на то, что выполнение подземного ремонта не приводит непосредственно к извлечению содержимого пласта, успешное его проведение позволяет более эффективно использовать сооружения и оборудование в межремонтный период, т. е. в конечном счете, определяет количество добываемой нефти или газа, а также интенсивность их извлечения.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные гипотезы происхождения нефти?
2. Что называется залежью нефти и газа?
3. Какие породы называются нефте-материнскими породами?
4. Что понимается под термином «месторождение нефти и газа»?
5. Что представляет собой нефтяная и газовая скважина?
6. Назовите основные элементы скважины?
7. Назовите способы эксплуатации скважин.
8. Для чего необходим подземный ремонт?
9. Почему происходят осложнения при эксплуатации скважин?

РАЗДЕЛ 2

ОБОРУДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

2.1. Оборудование фонтанных скважин

Фонтанную скважину оборудуют арматурой устья и колонной подъемных труб, на которой в зависимости от конкретных условий устанавливают клапаны-отсекатели, пакеры, приемную воронку и т. п.

Арматуру устья, состоящую из двух частей — трубной головки и фонтанной елки, монтируют на фланце колонной головки.

Трубную головку монтируют непосредственно на колонной головке для удержания одной или нескольких подъемных колонн, герметизации на устье их межтрубных пространств. На трубной головке предусмотрены боковые отводы для подачи или отвода жидкости и газа из межтрубных пространств, установки приборов, служащих для контроля давления в них.

Фонтанную елку монтируют на трубной головке для направления потока жидкости или газа из скважины в манифольд, регулирования дебита скважины и контроля за ее работой.

Фонтанная арматура (рис. 2.1) состоит из крестовины с двумя боковыми отводами, тройника с одним боковым отводом, катушки (переводника), запорного устройства, разделителя, крана, манометра, дросселя. Манифольд с элементами арматуры соединяется с помощью ответных фланцев. Колонну подъемных труб вворачивают в катушку или же соединяют с ней через переводной патрубок.

Запорные устройства, устанавливаемые на стволе арматуры, называют стволовыми. При необходимости стволую задвижку можно дублировать, т. е. последовательно с ней установить такую же вторую. Задвижки на боковых отводах, как правило, дублируют.

Часто в фонтанную скважину спускают две колонны подъемных труб. Скважину эксплуатируют по первой колонне — малого диаметра, а вторую используют при работах по вызову притока — например, для подачи газа к башмаку первой колонны с целью аэрирования жидкости, заполняющей ее.

Для перекрытия или полного открытия потока жидкости служат запорные устройства — задвижки и краны. Регулирование расхода жидкости неполным открытием задвижки или крана не допускается, для этого предназначены регулируемые и нерегулируемые дроссели.

Детали и узлы арматуры соединяются между собой фланцами с уплотнениями или резьбой. По этому признаку арматуру делят на фланцевую и резьбовую.

Стволовая часть фонтанной, елки может быть собрана из тройников, отводы которых направлены в одну сторону, или из крестовин, имеющих на одном уровне - по два отвода в противоположные стороны. Соответственно в таких случаях арматуру называют тройниковой или же крестовой.

Фонтанная арматура характеризуется диаметром проходного сечения стволовой ее части и рабочим давлением, на которое она рассчитана.

У тройниковой арматуры при двух боковых отводах верхний является основным — рабочим, а нижний — резервным. При выходе из строя деталей основного рабочего отвода закрывают ствольное запорное устройство и направляют продукцию скважины по нижнему, резервному без остановки скважины.

После этого ремонтируют верхний отвод. Подобная конструкция облегчает доступ к элементам арматуры и упрощает ремонт, но зато увеличивает ее высоту.

Тройниковую арматуру в основном используют при низких к средних давлениях, при средних и высоких — крестовую.

Фонтанная елка, собранная из крестовой арматуры, имеет меньший вертикальный размер, но при выходе из строя одного из боковых отводов приходится закрывать ствольное запорное устройство и прекращать эксплуатацию скважины. Для спуска в скважину приборов в верхней части крестовой и тройниковой арматур имеется верхнее ствольное запорное устройство, на фланец которого при исследованиях монтируют лубрикатор.

Подземное оборудование фонтанной скважины включает в себя колонну подъемных труб, собираемую из насосно-компрессорных труб (НКТ), соединяемых с помощью муфт специальной конической резьбой.

Насосно-компрессорные трубы бывают с гладкими (неравнопрочные) и высаженными (равнопрочные) концами (рис. 2.2). Трубы с гладкими концами имеют постоянный диаметр по длине, и поэтому в местах нарезки резьбы они ослаблены. Трубы с высаженными концами имеют утолщенные концы с нарезанной резьбой, поэтому прочность трубы не уменьшается. По длине НКТ делятся на три группы: I группа—5,5—8 м, II—8—8,5 м, III—8,5—10 м. Трубы изготавливают из сталей различной прочности, обозначаемой буквами Д, К, Е, Л, М, и подвергают термической обработке.

На один конец труб с помощью специального станка навернута муфта таким образом, чтобы предупредить ее отворот при свинчивании и развинчивании с другой трубой.

Для компоновки подвесных колонн при эксплуатации искривленных скважин с большим отклонением от вертикали, а также многорядных скважин предназначены специальные насосно-компрессорные трубы для наклонно-направленных скважин. Наружный диаметр труб 73, 89 мм, толщина стенки 5,5; 7 и 6,5 мм. На муфтах выполнены специальные фаски с углом скоса 20° (на обычных 35°) для предотвращения задевания муфт НКТ за торцы обсадных труб; уменьшения динамических нагрузок на колонну и агрегат подземного ремонта; облегчения и ускорения спуско-подъемных операций; повышения сохранности силового кабеля и защиты обсадных колонн от износа. Трубы обладают улучшенными эксплуатационными показателями благодаря нарезке резьбы и изготовлению муфт на современном оборудовании высокой точности: с числовым программным управлением.

Одной из основных характеристик труб является условный диаметр, который с точностью до долей миллиметра соответствует наружному диаметру тела трубы: 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 114 мм.

Трубы маркируют у муфтового конца, на клейме указывают условный диаметр, группу прочности стали, толщину стенки, товарный знак завода, месяц и год выпуска.

Спуск специальной колонны подъемных труб необходим для:

- наиболее полного использования энергии попутного газа, пузырьки которого, устремляясь вверх, увлекают за собой жидкость;
- предохранения эксплуатационной колонны от разрушения или истирания ее абразивными частицами и агрессивными компонентами пластовой жидкости;
- подъема песка и воды, скапливающихся на забое скважины по мере эксплуатации скважины;
- пуска скважины в эксплуатацию, а также проведения ремонтных работ.

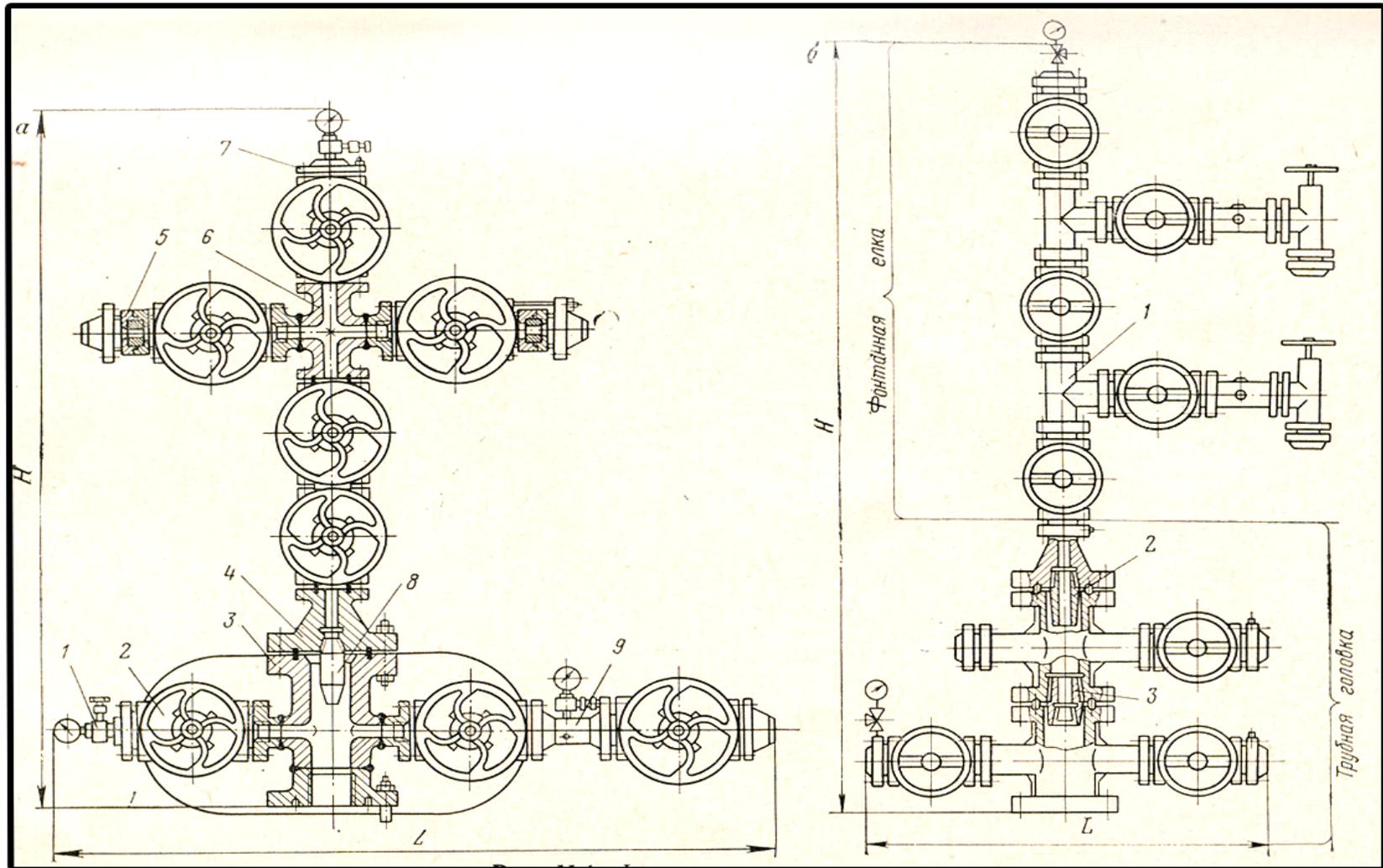


Рис.2.1. Фонтанная арматура:

а)-крестовина высокого давления для однорядного подъемника; 1-вентиль; 2-задвижка; 3-крестовина; 4-катушка для подвески НКТ; 5-штуцер; 6-крестовина; 7- буфер; 8-патрубок для подвески НКТ; 9-катушка; тройниковая кранового типа для подвески двух рядов труб; 1-тройники; 2-патрубок для подвески первого ряда НКТ; 3-патрубок для подвески второго ряда НКТ

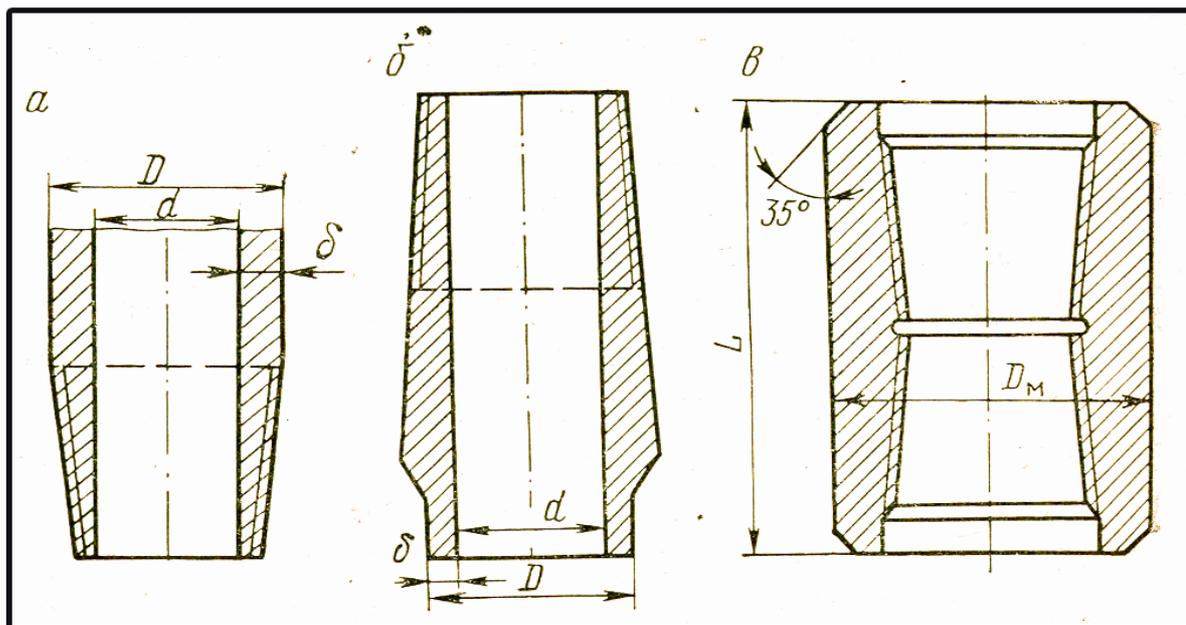


Рис. 2.2. Насосно-компрессорные трубы (а, б) и муфта (в)
 а)-неравнопрочные; б)-равнопрочные

Насосно-компрессорные трубы используют не только для подъема пластовой жидкости при различных способах эксплуатации, но и в качестве промывочных — для подачи в скважину промывочной жидкости при гидроразрыве, кислотной обработке и т. п., а также для удержания различных инструментов при проведении лановых ремонтов.

Для предотвращения открытого фонтанирования при выходе из строя устьевого оборудования или во время ремонтных работ в скважине размещают клапаны-отсекатели, изолирующие ее нижнюю часть. Клапан-отсекатель устанавливают стационарно, не извлекая его на поверхность, или спускают на колонне подъемных труб.

Помимо собственно клапана при этом спускают пакер для герметизации затрубного пространства, якорь для восприятия осевой нагрузки от давления жидкости или газа и передачи ее эксплуатационной колонне, а также ряд клапанов — циркуляционный для временного сообщения внутренней полости подъемных труб с затрубным пространством при промывке забоя, затрубного пространства, обработки забоя химическими реагентами и т.п., клапан для ввода ингибитора, телескопическое соединение для компенсации линейных деформаций колонны от собственного веса, давления или нагрева.

2.2. Оборудование газлифтных скважин

В зависимости от конкретных условий эксплуатации скважины используют различные схемы газлифтных установок. Все они включают устьевое оборудование и внутрискважинное.

Наиболее часто в качестве устьевого оборудования используют фонтанную арматуру, в которой для подвески второго ряда труб устанавливают вторую катушку. В редких случаях применяют специальную, упрощенную и более легкую арматуру, изготавливаемую в промысловых мастерских и предназначенную только для нагнетания газа в трубы или межтрубное пространство.

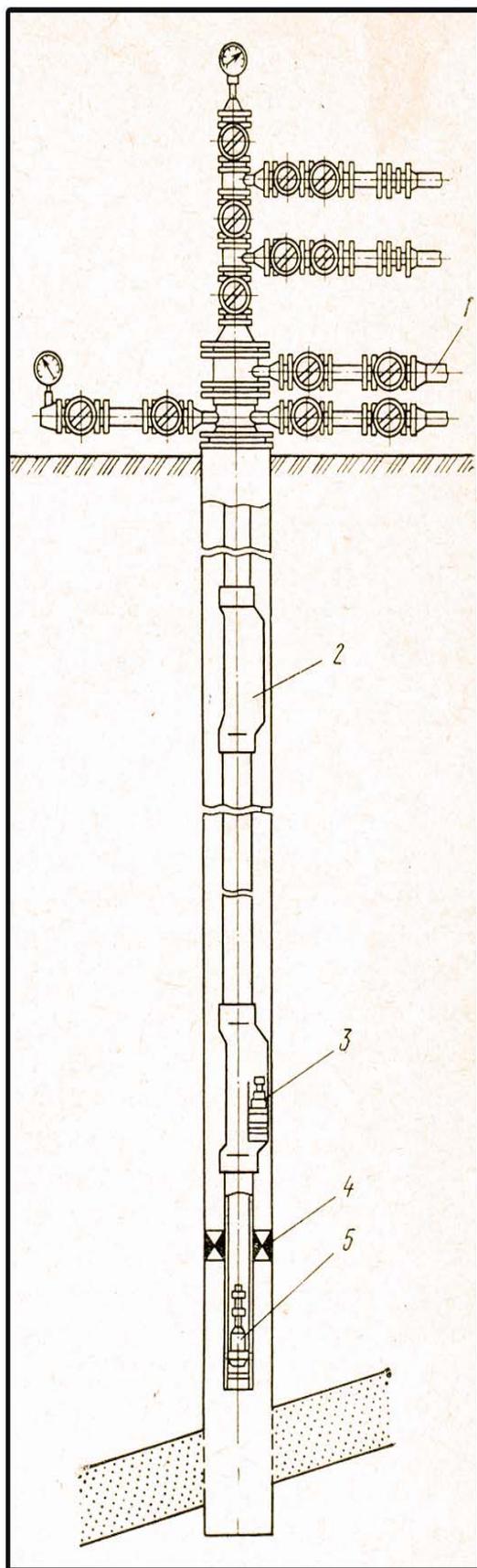


Рис. 2.3. Схема газлифтной установки:

1-устьевое оборудование; 2-скважинная камера; 3-газлифтный клапан; 4-пакер; 5-приемный клапан

Если эксплуатация скважины сопровождается интенсивным отложением парафина, то на арматуре устья устанавливают дополнительно лубрикатор, через который на проволоке в скважину опускают скребок для механического удаления парафина.

На устье газлифтных скважин устанавливают клапан-регулятор с исполнительным механизмом для стабилизации давления, подаваемого в скважину рабочего агента, поскольку в магистральных линиях часто происходят его колебания, нарушающие нормальную работу скважин.

При выборе конструкции подъемника учитывают, в частности, характерные особенности его эксплуатации. Двухрядный подъемник обеспечивает более равномерную работу скважин — пульсация потока жидкости, поднимающейся по трубам, мала, поскольку объем кольцевого пространства, заполненного газом, меньше, чем объем подъемных труб, а столб жидкости в затрубном пространстве играет роль компенсатора и обеспечивает равномерное поступление жидкости к башмаку подъемных труб.

Для однорядного подъемника характерна пульсация, что затрудняет регулирование подачи рабочего агента и способствует образованию песчаных пробок и отложению парафина. Вместе с тем однорядный лифт требует использования меньшего количества насосно-компрессорных труб. Для равномерного поступления рабочего агента в полость подъемных труб используют рабочие клапаны.

При однорядном подъемнике (рис. 2.3) рабочий агент подают в затрубное пространство скважины. При использовании пусковых клапанов пластовая жидкость вытесняется в подъемные трубы до тех пор, пока давление не достигнет

величины, соответствующей регулировке верхнего клапана, после чего он открывается и пропускает газ во внутреннюю полость колонны подъемных труб. По мере его подъема верхняя часть столба жидкости газифицируется и начинает двигаться вверх — часть ее вытекает из колонны подъемных труб.

В результате давление в колонне уменьшается, уровень жидкости в затрубном пространстве понижается до тех пор, пока не достигнет следующего, нижерасположенного клапана. После этого (в соответствии с регулировкой клапанов) верхний клапан закрывается, а нижний открывается и начинается процесс газирования нижерасположенного объема пластовой жидкости, находящегося во внутренней полости колонны подъемных труб.

Этот процесс повторяется до тех пор, пока весь объем жидкости во внутренней полости подъемных труб не будет газирован. После этого пусковые клапаны закроются, а газ будет поступать через башмак подъемных труб или рабочий клапан. Для замены пусковых или рабочих клапанов с целью их регулировки, при отказе или поломке без подъема колонны труб клапаны устанавливают в специальных эксцентричных скважинных камерах, располагаемых по длине колонны на расчетных глубинах. Спускаемый в карман скважинной камеры клапан в рабочем положении уплотняется специальными кольцами и фиксируется пружинной защелкой. Скважинную камеру изготавливают таким образом, чтобы проходное сечение колонны и соосность труб полностью сохранились. Это позволяет извлекать и устанавливать клапаны в любой последовательности независимо друг от друга.

Клапаны устанавливают или извлекают инструментом, спускаемым в скважину с помощью лебедки на канате или проволоке.

К характерным особенностям работы газлифтных установок с точки зрения проведения подземных ремонтов следует отнести следующее: отложения парафина в компрессорных скважинах по сравнению с фонтанными при одинаковом составе нефти значительно больше, что объясняется более интенсивным охлаждением нефти в процессе ее подъема по колонне труб. Признаком запарафинивания труб является постепенное повышение давления рабочего агента при одновременном уменьшении дебита. Парафин из подъемных труб удаляют теми же методами, что и при фонтанной эксплуатации, поскольку арматура устья в обоих случаях идентична, внутренняя полость подъемных труб свободна от какого-либо оборудования.

Аналогичные признаки характерны и при отложении солей на стенках насосно-компрессорных труб. Интенсивность их отложения зависит от содержания воды в пластовой жидкости, ее химического состава, наличия углекислого газа. Для уменьшения интенсивности отложения солей в

струю рабочего агента, направляемого в скважину, вводят специальные химические реагенты.

При газлифтной эксплуатации, когда в качестве рабочего агента применяют воздух, а продукция скважин содержит большое количество воды и сероводорода, происходит интенсивная коррозия колонны подъемных труб и деталей устьевого арматуры, соприкасающихся с пластовой жидкостью. Коррозия может быть настолько интенсивной, что через месяц в насосно-компрессорных трубах образуются сквозные свищи, что приводит к необходимости замены колонны. В кольцевом пространстве двухрядного подъемника из продуктов коррозии труб могут образовываться пробки, перекрывающие поперечное сечение и вызывающие прихваты внутреннего ряда труб.

Для предупреждения подобных явлений к наиболее эффективным профилактическим средствам относятся использование в качестве рабочего агента нефтяного газа, а также насосно-компрессорных труб с внутренним покрытием. Положительный эффект достигается также при подаче в поток рабочего агента различных ингибиторов коррозии.

2.3. Штанговые скважинные насосные установки

При использовании штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) пластовая жидкость поднимается скважинным насосом объемного действия, спускаемым на колонне насосно-компрессорных труб и приводимым в действие балансирным станком-качалкой посредством колонны штанг. Установка состоит из двух частей — подземной и наземной. Подземное оборудование включает собственно насос, защитные приспособления — газовые и песочные якоря, предназначенные для снижения вредного действия песка и газа, находящихся в пластовой жидкости, колонны насосно-компрессорных труб и штанг. Наземное состоит из устьевого оборудования и балансирного станка-качалки.

Работа всего этого комплекса была подробно рассмотрена в п.1.6.

Балансирный станок-качалку (рис. 2.4) монтируют на массивном фундаменте из сборного или монолитного железобетона. Станок-качалка включает раму, на которой смонтированы стойка, понижающий редуктор с тормозом и приводной электродвигатель. Двигатель соединен с редуктором клиноременной передачей, шкив которой установлен на одном конце ведущего вала, на другом находится тормозной шкив. Тормоз служит для остановки балансира в нужном положении, так как, например, при отсоединении штанг он под действием силы тяжести грузов, (укрепленных на нем или кривошипе, стремится повернуться вокруг своей оси. В тормоз входят две колодки с фрикционными накладками, прижимаемыми к тормозному шкиву с помощью винта, соединенного с приводной ручкой. Редуктор служит для уменьшения числа оборотов, передаваемых от двигателя к балансиру. Он состоит из чугунного корпуса с крышкой, внутри которого на подшипниках качения располагаются три вала двухступенчатой зубчатой передачи. На выходном валу редуктора по обе его стороны установлены кривошипы, пальцы которых соединены с шатунами. В верхней части шатуны сочленяются с траверсой, в средней части которой располагается подшипник, соединяющий ее с балансиром. Он представляет собой массивную балку двутаврового сечения, опирающуюся на подшипник, установленный в верхней части пирамиды. На

противоположном конце балансира располагается головка, на которой предусмотрен желоба для тросов канатной подвески. Дно желоба представляет собой часть цилиндрической поверхности, ось которой совпадает с осью вращения балансира. Благодаря этому возвратно-качательное движение балансира преобразуется в возвратно-поступательное движение канатной подвески, перемещающейся по вертикали.

Головка соединена с траверсой с помощью шарнира, позволяющего ей при освобождении специальной защелки поворачиваться в сторону (на станках-качалках новых конструкций) либо откидываться вверх (на старых конструкциях) шарнирное соединение головки с балансиром обусловлено необходимостью освобождать пространство над устьем скважины для размещения оборудования при подземных ремонтах и беспрепятственного перемещения над устьем скважины талевого блока, крюка и элеватора, а также всех инструментов и приспособлений, применяемых при подземном ремонте.

Для изменения длины хода штанг в кривошипах имеется несколько отверстий, в которые в зависимости от требуемой длины хода вставляются пальцы кривошипов. Изменение числа качаний достигается изменением передаточного отношения клиноременной передачи — заменой шкивов на больший или меньший диаметр.

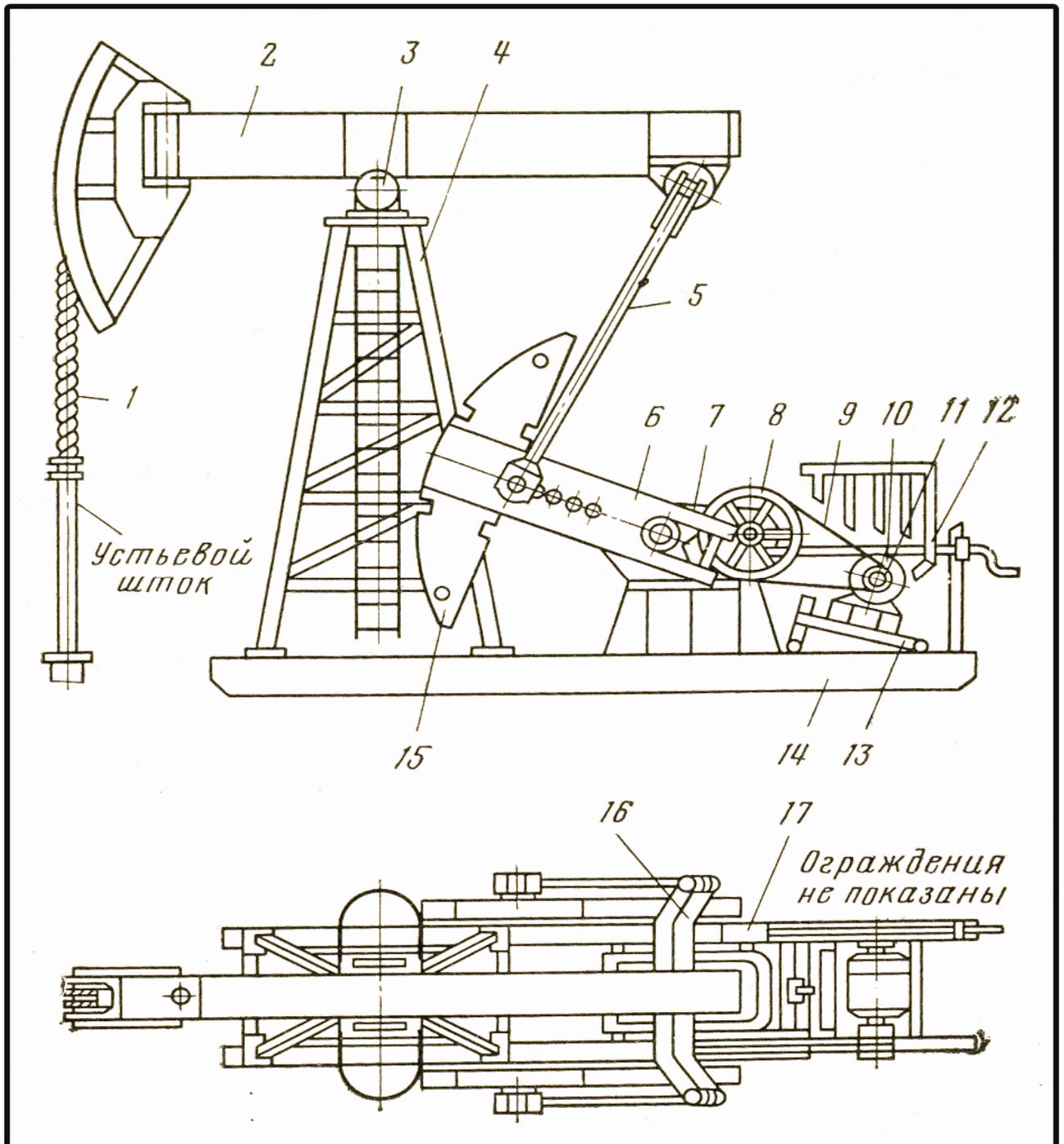


Рис. 2.4. Станок-качалка

1-канатная подвеска; 2-балансир с поворотной головкой; 3-опора балансира; 4-стойка; 5-шатун; 6-кривошип; 7-редуктор; 8-ведомый шкив; 9-клиноременная передача; 10-электромотор; 11-ведущий шкив; 12-ограждения; 13-салазки для электромотора; 14-рама; 15-противовес; 16-траверса; 17-тормозной шкив

Параметры станков-качалок — максимальное усилие в точке подвеса, длина хода штанг, габариты и масса — регламентируются стандартом.

Подвеска служит для удержания навесу колонны штанг и соединяет устьевой шток с головкой балансира станка-качалки. Она позволяет регулировать расположение штанг по высоте и служит для установки динамографа — прибора для исследования работы внутрискважинного

оборудования.

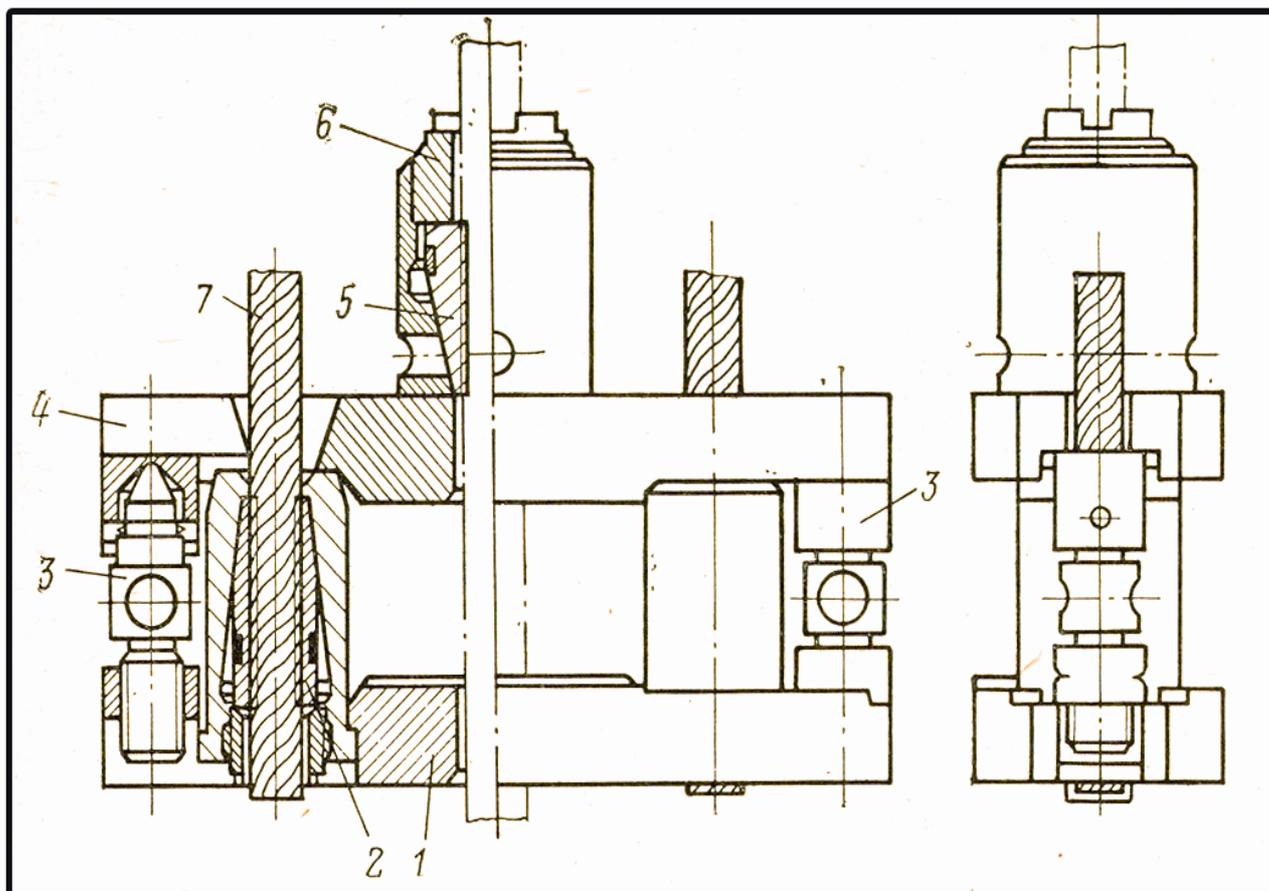


Рис. 2.5. Канатная подвеска устьевого штока:

1-нижняя траверса; 2-зажимы; 3-винт; 4-верхняя траверса; 5-клиновой зажим; 6-муфта; 7-канатная петля

Подвеска состоит из верхней и нижней траверс (рис. 2.5). На нижнюю траверсу усилие передается от тросов канатной подвески через их заделку. Нижний конец корпуса заделки упирается в верхнюю траверсу, в средней части которой через отверстие пропущен устьевой шток, зафиксированный с помощью клиновой подвески. Для изменения его положения относительно траверсы освобождают верхнюю гайку и перемещают подвеску вниз относительно предварительно зафиксированного устьевого штока. При этом плашки поднимаются и освобождают шток. По окончании регулировки положения штока закручивают гайку, при этом плашки опускаются вниз и захватывают его. Для обеспечения надежного контакта штока с плашками рабочая поверхность последних имеет специальную насечку, вершины зубцов которой при восприятии осевого усилия внедряются в поверхность штока. Два винта служат для подъема верхней траверсы при установке динамографа.

Оборудование устья скважины служит для удержания колонны насосно-компрессорных труб, отвода пластовой жидкости, поднимающейся по трубам в промышленную сеть, герметизации внутренней полости НКТ и затрубного пространства.

Одна из возможных конструкций (рис. 2.6) включает в себя фланец 1, накрученный на эксплуатационную колонну, к которому болтами присоединена планшайба 2. В планшайбе имеются каналы 3,

соединяющие затрубное пространство с вентилем. Через центр планшайбы проходит насосно-компрессорная труба, ввернутая в муфту 4, на которой располагается тройник 5. Его боковое ответвление служит для отвода продукции скважины в нефтепромысловый коллектор, а на верхней части навинчен корпус сальника 6 устьевого штока 7.

В процессе работы балансирующего станка-качалки может нарушиться соосность канатной подвески и устьевого сальника вследствие неточности изготовления головки балансира, монтажа станка-качалки, постепенного смещения станка-качалки относительно устья скважины и т. п. При этом нарушается герметичность устьевого сальника. Для уменьшения последствий от нарушения соосности применяют устьевые сальники с самоустанавливающейся головкой, имеющей шарнирное соединение корпуса

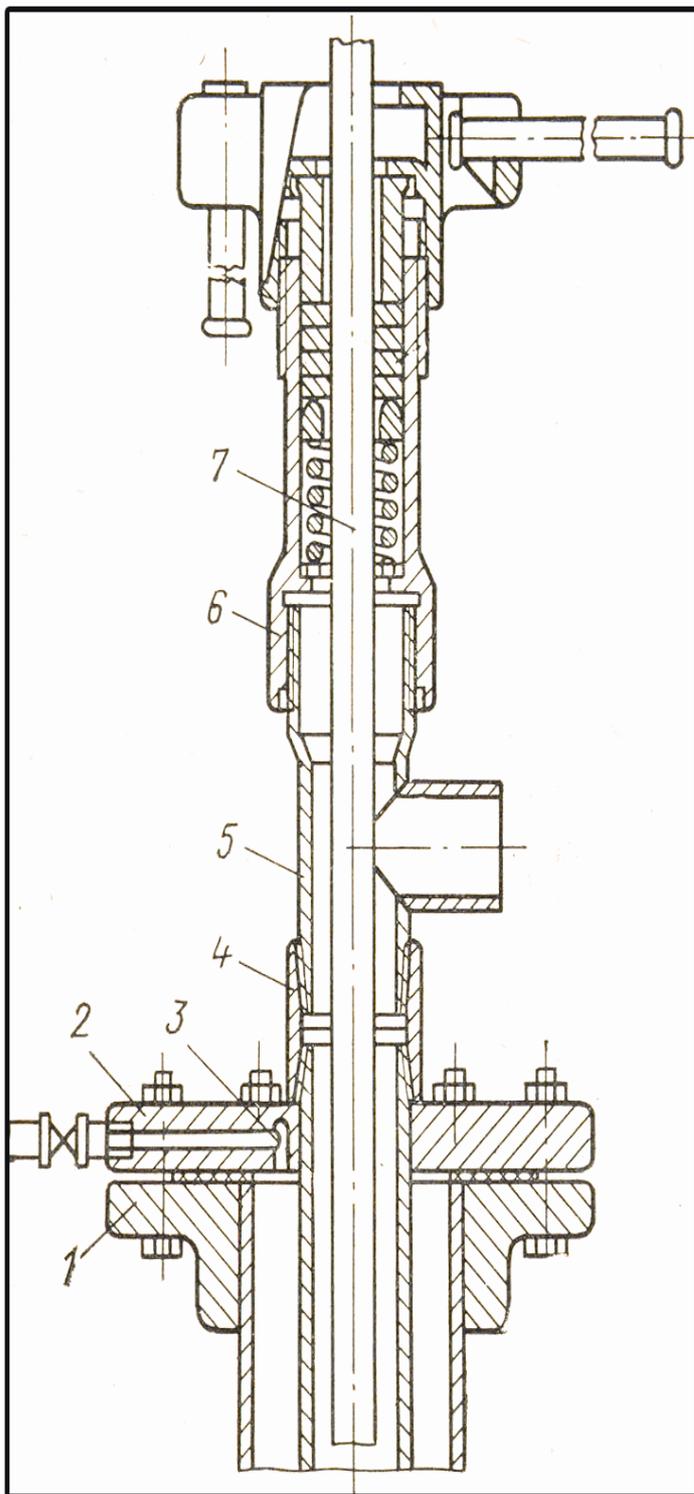


Рис. 2.6. Оборудование устья скважины при эксплуатации ШСН

сальника с тройником. Зазор между корпусом и устьевым штоком уплотняется набором разрезных манжет, поджимаемых нажимным кольцом. По мере износа манжет при появлении утечки сальник подтягивается вращением крышки головки. Во время регулировки уплотнения не следует чрезмерно затягивать его, поскольку при увеличении контактного давления между уплотнением и поверхностью устьевого штока ухудшаются условия их смазки и уплотнение будет перегреваться.

Для подъема пластовой жидкости на поверхность и удержания штангового скважинного насоса применяют насосно-компрессорные трубы, используемые для фонтанной или газлифтной эксплуатации.

Насосно-компрессорные трубы в скважинах, эксплуатируемых с помощью штанговых скважинных насосов, несут большую нагрузку, чем при фонтанном или компрессорном способах эксплуатации. Помимо растягивающих усилий, обусловленных собственным весом, они подвержены нагрузке от веса заполняющей их жидкости, а в случае обрыва штанг и от веса оборванной части колонны. В искривленных скважинах трубы подвергаются трению штанговых муфт и сами трутся об эксплуатационную колонну.

Для обеспечения высокой долговечности труб необходимо их свинчивать со строго определенным крутящим моментом (табл. 2.1).

Наиболее часто при штанговой эксплуатации используют трубы условным диаметром 60, 73, 89 мм.

Для плунжера скважинного насоса используют штанги длиной 8 м четырех номинальных диаметров тела штанги: 16, 19, 22 и 25 мм (рис. 2.7). Концы штанг имеют утолщенные головки сечением для захвата специальными ключами при их свинчивании и развинчивании. Штанги

соединяются специальными штанговыми муфтами.

Таблица 2.1.

Допустимые крутящие моменты для насосно-компрессорных труб

Условный диаметр трубы, мм	48	60	73	89	102	114
Крутящий момент, Н•м	500	800	1000	1300	1600	1700— 2000

Кроме штанг нормальной длины выпускают укороченные штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2; 3 м для регулировки длины всей колонны, которая должна обеспечивать перемещение плунжера в цилиндре скважинного насоса в заданных пределах. В противном случае при подходе к нижнему положению плунжер будет ударяться о дно цилиндра, подходя к верхнему — выскакивать из цилиндра или же выдергивать весь насос из замка (в зависимости от конструкции насоса). Верхний конец колонны штанг заканчивается устьевым штоком — штангой большого диаметра, поверхность которой обработана с высоким классом чистоты. Устьевой шток проходит через устьевой сальник и соединяется с канатной подвеской.

В зависимости от условий эксплуатации применяют штанги с различными прочностными характеристиками. Для их изготовления используются стали марки 40 или легированные хромом, никелем, молибденом с термообработкой и последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты.

Штанги, расположенные в верхней части колонны, более нагружены, и в скважинах, оборудованных скважинными насосами малых диаметров, их обрывы наиболее часты в верхней части колонны. При использовании насосов больших диаметров штанги в нижней части колонны при ходе их вниз сжимаются и теряют прямолинейную форму. В результате этого увеличивается частота разрушений колонны в нижней части, появляются самоотвороты резьбовых соединений. В подобных случаях прибегают к установке нескольких тяжелых штанг или труб, вес которых выбирают таким образом, чтобы усилия в любом сечении колонны штанг были растягивающими.

При спуске колонны штанг резьбовые соединения должны строго соответствовать рекомендуемым (см.табл.2.7).

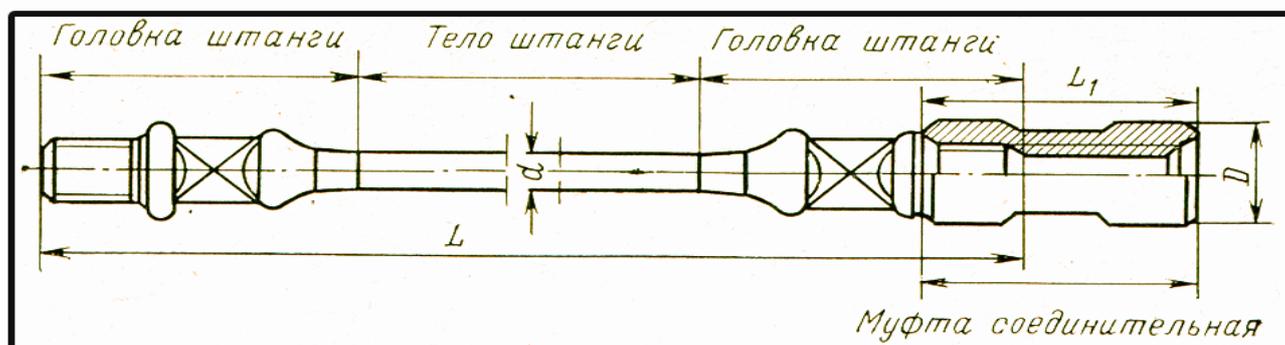


Рис. 2.7. Штанга насосная с муфтой

Таблица 2.2

Рекомендуемые значения крутящих моментов для штанг

Диаметр штанг, мм	16	19	22	25
Крутящий момент, Н•м	300	500	700	1000

Свинчивание штанг с меньшим крутящим моментом приводит к увеличению вероятности самоотвинчивания, с большим моментом — к преждевременному выходу из строя резьбы и учащению обрывов по резьбе.

Диаметр колонны штанг подбирают исходя из расчета на прочность, в основу которого положено сравнение действующих в колонне напряжений с допускаемыми для используемого материала штанг при заданных условиях их эксплуатации. Напряжение, действующее в штангах, равно отношению силы, растягивающей их, к площади поперечного сечения.

Допускаемые напряжения для штанг определяются, как правило, опытным путем и зависят не только от марки стали, из которой они изготовлены, технологии их производства, но и от условий их эксплуатации — прежде всего состава пластовой жидкости, содержания в ней коррозионно-активных компонентов и т. п.

Разрушение штанг происходит в результате совместного воздействия на них переменных по величине (а иногда и по направлению) усилий и коррозионного действия химически активных веществ, содержащихся в пластовой жидкости.

Конструкцию штанг все время совершенствуют — ищут способы повышения их прочности в резьбовой части и переходной части — от головки к телу штанги. Это достигается улучшением качества заготовок, обеспечением соосности тела штанги и ее головки, накаткой резьбы и снабжением ее разгрузочной канавкой. Разрабатывают принципиально новые колонны, состоящие из одной непрерывной штанги, наматываемой на барабан при подъеме насоса, что исключает такие операции, как свинчивание-развинчивание, укладка на мостки и т. д.

Долговечность штанг может быть увеличена за счет их квалифицированной эксплуатации. Сюда относится, в частности, выполнение всех правил при работе со штангами во время подземных ремонтов: соблюдение правил, предъявляемых к технологии перевозки штанг, выполнение погрузочно-разгрузочных работ только с использованием специальных транспортных средств; правильный выброс штанг на мостки при подъеме колонны, применение исправного инструмента при спуско-подъемных операциях, обеспечение требуемых крутящих моментов при свинчивании резьбовых соединений и т. п.

Помимо этого одним из основных требований грамотной эксплуатации штанг является правильный выбор режимов работы насосной установки, т. е. обеспечение возможно меньшего числа нагружений колонны штанг при заданном дебите. Это достигается созданием режима работы с минимальным числом двойных ходов штанг и максимальной длиной хода штанг.

Как свидетельствует опыт эксплуатации, 60% разрушений происходит в теле штанг, 17% — в ниппеле, 13% — в муфте, саморазвинчивание резьбовых соединений составляет 10%. Характер разрушений колонны штанг существенным образом зависит от глубины спуска насоса. Так, например, для глубоких скважин (2000 — 2800 м) с малыми дебитами 91

% всех разрушений составляют разрушения по телу штанги, а в неглубоких скважинах с большими дебитами преобладают неполадки из-за нарушений резьбовых соединений. Резьба штанг обычно нарушается по сечениям, расположенным в зоне первых двух ее витков; это объясняется тем, что на их долю приходится почти половина всего усилия, передаваемого штангами.

Штанговые скважинные насосы (рис. 2.8) изготавливают со следующими номинальными диаметрами цилиндров (мм): 28, 32, 38, 43, 55, 68, 82, 93. Фактические диаметры могут отличаться от номинальных на 1—2 мм в большую сторону, что объясняется повторным использованием плунжеров и цилиндров после их реставрации на заводах. Извлечение всасывающего клапана трубного насоса с помощью Штанг позволяют две конструкции: в одной из них клетка клапана соединена захватным штоком с плунжером (насос НГН-1), во второй — имеет специальный наконечник, который может быть захвачен ловителем, установленным в нижней части плунжера (насос НГН-2). И тот и другой клапан устанавливаются на коническую посадочную поверхность седел, расположенных в нижней части цилиндров.

Для извлечения всасывающего клапана насоса НГН-1 достаточно поднять плунжер на поверхность, при подъеме его из цилиндра захватный шток сорвет клапан в сборе с посадочного седла. Для выполнения аналогичной операции с насосом НГН-2 плунжер необходимо спустить в крайнее нижнее положение и захватить ловителем наконечник, вращая штанги по часовой стрелке.

В зависимости от величины зазора между плунжером и цилиндром, все насосы делятся на три группы посадки 0, 1, 2. Зазор в них соответственно составляет 0—45, 20—70, 70—120 мкм. Чем больше зазор и меньше вязкость откачиваемой нефти, тем больше ее перетечет между плунжером и цилиндром во время его хода вверх. Обратная зависимость наблюдается между скоростью подъема плунжера вверх, т. е. между числом двойных качаний и величиной утечек. Поэтому насосы с максимальным зазором, как правило, применяют в неглубоких скважинах для откачки вязких нефтей с большими отборами жидкости, насосы со средним зазором при откачке нефти со средних глубин, с минимальным — при откачке нефти из глубоких скважин с полным отсутствием песка.

Насос состоит из следующих основных узлов: цилиндра, плунжера, клапанов.

Цилиндр насоса собирают из коротких (длиной 300 мм) стальных или чугунных втулок, вставленных в кожух и сжатых с торцов муфтами кожуха. Число втулок в насосах определяет длину хода плунжера и может достигать 27, а в отдельных случаях и больше.

В настоящее время у нас в стране освоен выпуск безвтулочных насосов, цилиндр которых изготавливается из стальной бесшовной трубы, внутренняя поверхность которой обработана по высокому классу точности и с высокой чистотой поверхности.

Плунжер насоса изготавливают из стальных труб длиной 1,2; 1,5; 1,8 м. Его наружная поверхность хромирована и бывает гладкой, с кольцевыми, винтовыми канавками или же с острой фаской «пескобрей». Помимо этого выпускаются плунжеры с резиновыми кольцами для уплотнения зазора, располагаемыми в специальных канавках.

Для увеличения долговечности пары деталей плунжер — цилиндр, обусловленной в основном абразивным изнашиванием, их рабочие

поверхности обрабатывают для придания им возможно большей твердости термохимическим способом, а плунжер хромируют. Одновременно это увеличивает стойкость этих деталей против коррозии. Увеличение твердости поверхности деталей позволяет уменьшить, а в ряде случаев вообще исключить внедрение в них абразивных частиц, выносимых из пласта потоком пластовой жидкости. Поскольку попадание песка в зазор исключить полностью не удастся, для сведения к минимуму вредного влияния песка на рабочей поверхности плунжера предусматривают радиальные или винтовые

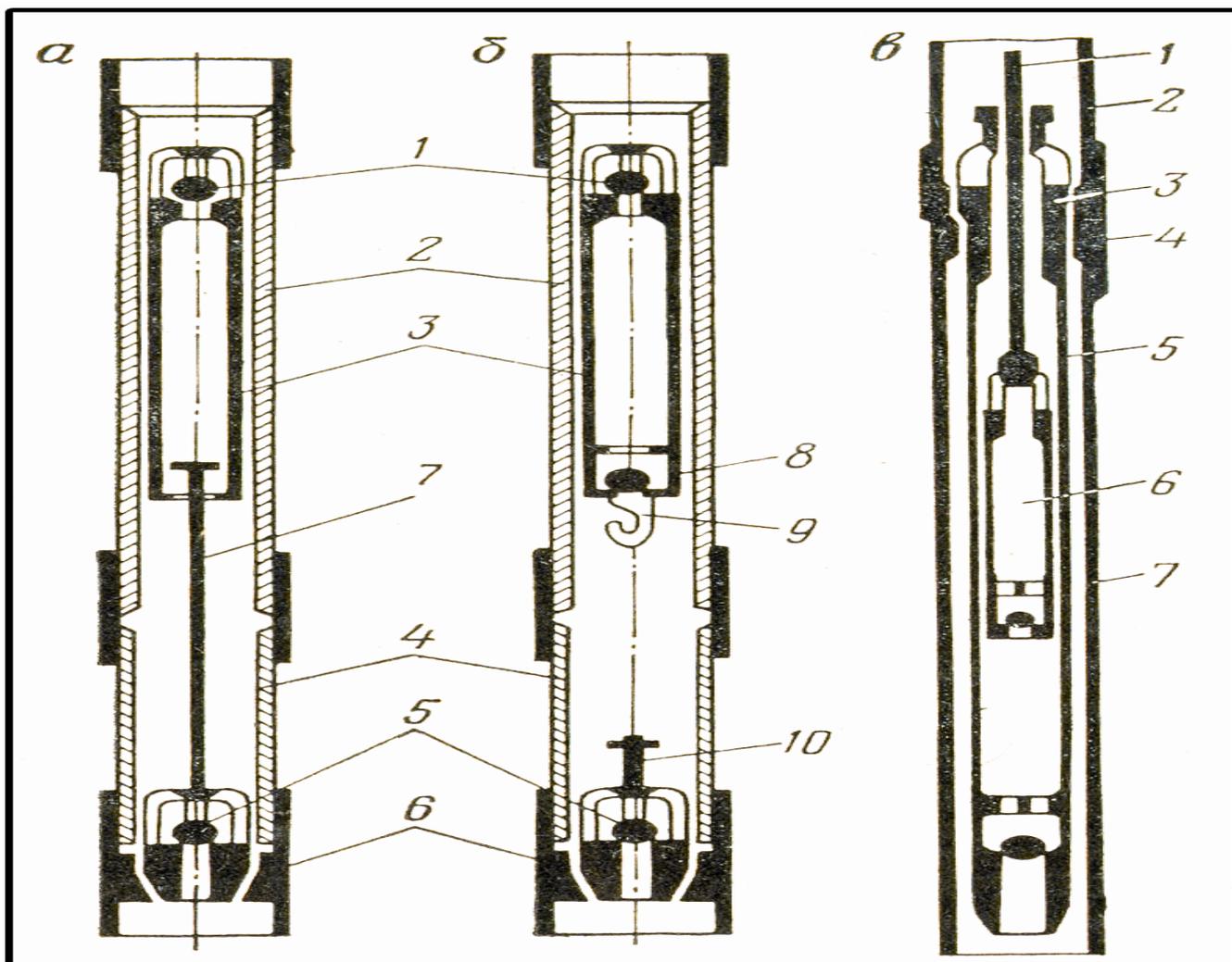


Рис. 2.8. Принципиальная схема скважинных штанговых насосов:

а) невставной насос с штоком типа НГН-1; б) невставной насос с ловителем типа НГН-2; 1-нагнетательные клапаны; 2-цилиндры; 3-плунжеры; 4-патрубки удлинители; 5- всасывающие клапаны; 6-седла конусов; 7-захватный шток; 8-второй нагнетательный клапан; 9-ловитель; 10-наконечник для захвата клапана; в) невставной насос типа НГВ-1; 1-штанга, 2-НКТ; 3-посадочный конус, 4-замковая опора; 5-цилиндр; 6-плунжер; 7-направляющая трубка

канавки, в которых собирается песок, попавший в зазор между плунжером и цилиндром.

Другим не менее важным назначением канавок на боковой поверхности плунжера является его гидравлическое центрирование, т. е. исключение «прилипания» сухих поверхностей плунжера и цилиндра друг к другу, сопровождаемого эксцентричным смещением их осей и усугубляемого

давлением пластовой жидкости, проникающей в зазор и еще больше прижимающей детали друг к другу. Страгивание плунжера в таком случае требует приложения значительных усилий и сопровождается ускоренным износом деталей. Наличие же канавок позволяет подвести жидкость в зазор со всех сторон и исключить, таким образом, это явление.

Если гранулометрический состав песка, выносимого из скважины, постоянный, то наиболее эффективно применение плунжеров типа «пескобрей», имеющих на верхней кромке острую фаску, снимающую при движении с рабочей поверхности цилиндра песчинки исключаящую, таким образом, их попадание в зазор, который должен выбираться в соответствии с размерами зерен песка. Клапаны насоса являются наиболее уязвимым его узлом. Работа клапана сопровождается ударами шарика по седлу во время его посадки под действием столба жидкости. Клапан не просто опускается на седло; он может ударяться об одну из сторон кромки седла, отскакивать от нее и, прежде чем окончательно лечь на седло, совершить несколько соударений. Удары клапана о седло усугубляются действием пластовой жидкости, которая содержит песок и, устремляясь через зазор между шариком и седлом, размывает детали. Давление, которое должен выдерживать клапан, весьма значительное; например, при глубине скважины 1000 м оно составляет порядка 10 МПа.

Использование в конструкции ШСН клапанов шарового типа, состоящих из седла и шарика, обусловлено их высокой по сравнению с другими конструкциями долговечностью в сочетании с простотой.

Новые клапаны, устанавливаемые в насосы, обладают высокой герметичностью (перед сборкой их проверяют на специальном стенде, создавая под клапаном вакуум). Во время работы вся боковая поверхность шарика, обтекаемая потоком пластовой жидкости, последовательно и равномерно нагружается при соударении с седлом; на ней образуются риски или канавки, по которым пластовая жидкость перетекает из верхней (полости высокого давления) в нижнюю полость малого давления. Истечение жидкости происходит под большим напором. Поскольку она содержит в себе абразив — твердые частички песка, — происходит размыв (эрозия) шарика и рабочей кромки седла. Если разрушению подвергается только шарик, то местное нарушение его правильной формы еще не приводит к полному выходу из строя насоса или значительному уменьшению подачи, поскольку шарик продолжает опускаться на седло целой частью сферической поверхности. Это обусловлено тем, что центр тяжести шарика смещается в сторону, противоположную месту образования дефекта, в силу чего преимущественное его местонахождение в верхней части шара. Этому способствует также и гидродинамическое действие потока жидкости, обтекающего шар во время его открытия и стремящегося повернуть его дефектом вверх.

Таким образом, шаровой клапан является саморегулирующимся устройством, обеспечивающим равномерный износ рабочих поверхностей его деталей.

При появлении дефектов на кромке седла процесс его разрушения носит прогрессирующий характер, который быстро приводит к его промыву и резкому уменьшению подачи насоса. Для увеличения долговечности клапана для его седла предусматривается более высокая твердость, чем для шара, обеспечивая, таким образом, при попадании между ним и

шаром твердых песчинок преимущественный износ шара.

Для увеличения долговечности насоса в некоторых конструкциях используют два последовательно установленных клапанных узла. Стремление увеличить длину хода штанг и сократить при этом массу установки, избавиться от необходимости сооружения дорогостоящего массивного фундамента привело к использованию для привода штангового скважинного насоса гидроприводных установок.

В нашей стране используются гидроприводные установки (рис. 2.9), в которых в качестве уравнивающего груза использована колонна насосно-компрессорных труб с пластовой жидкостью, находящейся в ней. Эти установки имеют следующие основные узлы и детали.

Силовой орган — гидроцилиндр, поршень которого посредством штока и колонны штанг соединен с плунжером скважинного насоса. Уравнивающее устройство — трубный гидроцилиндр, поршень которого связан штоком с верхней траверсой и двумя тягами.

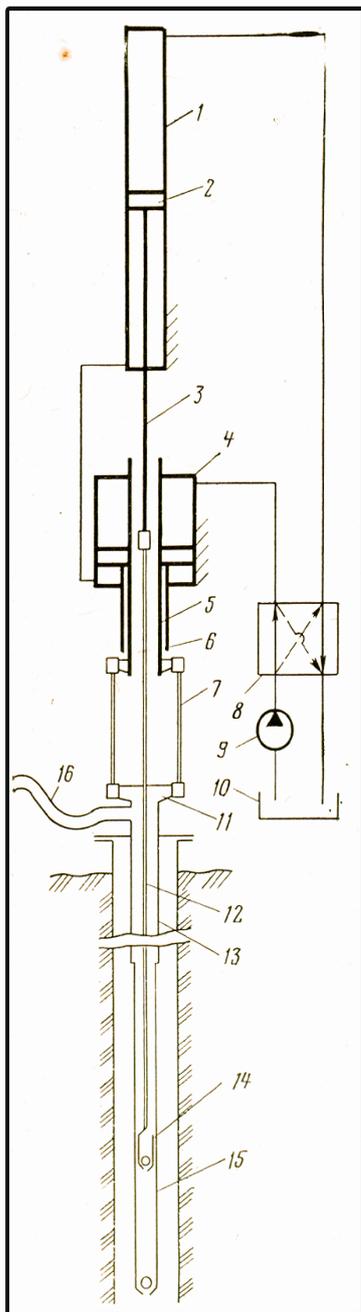


Рис. 2.9. Штанговая гидроприводная установка с использованием в качестве уравнивающего груза колонны НКТ:

1-гидроцилиндр; 2-поршень; 3-шток; 4-трубный гидроцилиндр; 5-шток; 6-фальшток; 7-тяга; 8-гидравлическая панель; 9-насос гидропривода; 10-бак; 11-нижняя траверса; 12-колонна штанг; 13-колонна НКТ; 14-плунжер скважинного насоса; 15-цилиндр скважинного насоса; 16-гибкий шланг

Последние, в свою очередь, посредством нижней траверсы соединены с колонной насосно-компрессорных труб, к нижней части которой крепится цилиндр скважинного насоса. Кроме того, под поршнем располагается фальшток.

Привод состоит из силового насоса, перекачивающего жидкость из бака попеременно в верхние полости гидроцилиндров, (коммутация потоков рабочей жидкости осуществляется гидравлической панелью.

Система реверсирования (на схеме не показана) служит для торможения, остановки и разгона поршней при подходе их к крайним положениям.

Система компенсации утечек (на схеме не показана) обеспечивает постоянство объема рабочей жидкости в подпоршневых полостях штангового и трубного цилиндров.

Для соединения подвижных НКТ с промысловым коллектором служит гибкий шланг.

Установка работает следующим образом. Подаваемая насосом из бака рабочая жидкость через золотник направляется в верхнюю полость штангового гидроцилиндра. При этом поршень перемещается вниз, а вместе с ним шток, колонна штанг и связанный с ней плунжер. Рабочая жидкость из нижней (штоковой) полости цилиндра по трубопроводу вытесняется в нижнюю полость трубного цилиндра и перемещает его поршень вверх.

Схемы установок отличаются друг от друга компоновкой, позволяющей при относительно малых вертикальных размерах достигнуть значительных длин ходов штанг относительно НКТ.

Вместе с ним перемещается вверх цилиндр скважинного насоса. Таким образом, плунжер движется вниз, а колонна труб вверх — происходит ход всасывания.

При подаче рабочей жидкости в верхнюю полость трубного гидроцилиндра поршень, а вместе с ним колонна НКТ и цилиндр скважинного насоса перемещаются вниз. Рабочая жидкость из подпоршневой полости трубного цилиндра вытесняется в штанговый цилиндр, поршень которого перемещается вверх. Вместе с поршнем перемещаются колонна штанг и связанный с ней плунжер скважинного насоса. Плунжер при этом перемещается вверх, а цилиндр вниз — происходит ход нагнетания.

Колонна насосно-компрессорных труб герметизируется уплотнением, через которое пропущен устьевой шток, а затрубное пространство — уплотнением, установленным на фланце обсадной колонны.

Для нормальной работы установки необходимо поддерживать постоянным объем рабочей жидкости в подпоршневых полостях. Для компенсации утечек как во внутренние полости цилиндров, так и в атмосферу в установке предусмотрена система компенсации утечек, состоящая из управляющего клапана и вспомогательного насоса. При уменьшении объема рабочей жидкости меньше допустимого муфта, соединяющая шток и колонну штанг, нажимает на клапан, который в свою очередь включает вспомогательный насос, заполняющий маслом подпоршневую полость до необходимого объема.

Уравновешивание установки, т. е. обеспечение постоянной нагрузки на двигатель при ходе штанг вверх и вниз, происходит в результате использования колонны насосно-компрессорных труб в качестве уравновешивающего груза.

Монтаж установки непосредственно на фланце колонной головки приводит к необходимости съема ее перед подземным ремонтом и укладки рядом со скважиной на специальном приспособлении. После ремонтных работ установку вновь монтируют на устье скважины.

2.4. Установки центробежных насосов

Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата, включающего насос, электродвигатель, гидрозащиту, кабельную линию, колонну насосно-компрессорных труб, оборудование устья скважины и наземное электрооборудование — трансформатор и станцию управления.

Погружной центробежный насос по принципу действия не отличается от обычных центробежных насосов: при вращении рабочего колеса увеличивается напор жидкости, протекающей через него. Поскольку одна ступень центробежного насоса создает небольшое давление — порядка 0,05 МПа, для достижения давления, необходимого для подъема жидкости из скважины на поверхность, используют ряд последовательно соединенных ступеней.

Насос (рис. 2.10) состоит из набора последовательно установленных в корпусе секций (до 120 в одном блоке), каждая из которых включает в себя направляющий аппарат и рабочее колесо. Направляющие аппараты установлены неподвижно внутри корпуса, а рабочие колеса насажены на один общий вал и соединены с ним призматической шпонкой. Посадочные размеры колес и вала таковы, что рабочие колеса могут свободно перемещаться в осевом направлении. Это позволяет во время работы в установившемся режиме каждому рабочему колесу опираться на торцевой выступ расположенного под ним направляющего аппарата. Благодаря этому осевое усилие, обусловленное перепадом давления, создаваемого каждой ступенью, передается от колеса, минуя вал, на направляющий аппарат и корпус насоса. Для уменьшения трения между колесами и направляющими аппаратами устанавливают текстолитовые шайбы, запрессованные в кольцевые пазы, расположенные на колесе. Эти шайбы также уплотняют зазор и препятствуют обратному перетоку жидкости.

Для уменьшения силы трения между дисками при наличии осевого усилия, направленного снизу вверх, например при запуске насоса с открытой выкидной задвижкой, в верхней части рабочих колес также предусмотрены текстолитовые шайбы. При возникновении подобного усилия оно передается от колес к направляющим аппаратам,

расположенным над ними, и далее на корпус.

Для восприятия осевого усилия, возникающего в результате давления жидкости на торец вала, а также его собственного веса, служит опорная пята

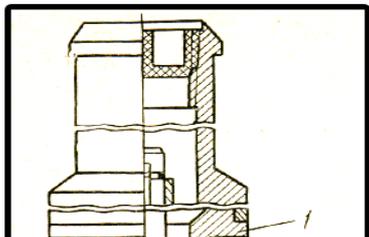
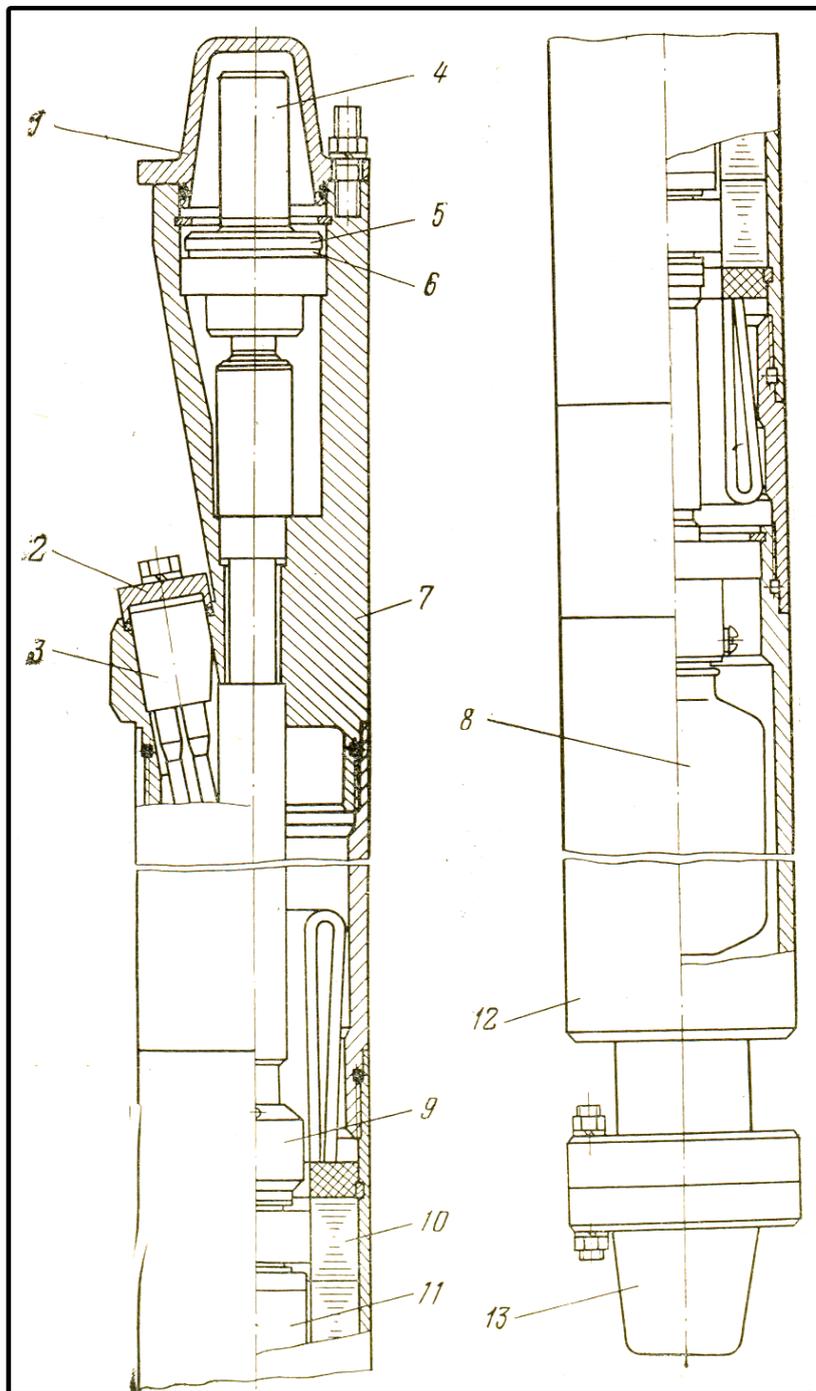


Рис. 2.10. Погружной электронасос:

1-верхняя секция с ловильной головкой; 2- нижняя секция; 3-шлицевая муфта; 4-опорная пята; 5-корпус подшипника; 6-направляющий аппарат; 7-рабочее колесо; 8-корпус; 9-вал; 10-шпонка; 11-подшипник скольжения; 12-защитная втулка; 13-основание; 14-фильтр; 15-приводная муфта

Рис. 2.11. Погружной электродвигатель:
 1-крышка верхняя; 2-крышка кабельного ввода; 3- колодка кабельного ввода; 4-муфта; шлицевая; 5-пята; 6-подпятник; 7-головка; 8-фильтр; 9-турбина; 10-статор; 11-ротор; 12-основание; 13-крышка нижняя



в верхней части насоса. Радиальные усилия воспринимаются подшипниками скольжения.

В верхней части корпуса насоса нарезана внутренняя резьба для соединения его с НКТ, а также располагаются ловильная головка и обратный клапан. Обратный клапан препятствует вытеканию пластовой

жидкости, заполняющей внутреннюю полость колонны подъемных труб, при остановке насоса.

Если глубина погружения велика и создаваемый напор недостаточен, то погружной насос может компоноваться из нескольких секций. В этом случае общее количество ступеней в агрегате может достигать 400.

Во время работы насоса пластовая жидкость поступает через сетчатый фильтр, расположенный в нижней части насоса, последовательно проходит ступени и через отверстия корпуса подшипника, по корпусу попадает во внутреннюю полость насосно-компрессорных труб.

Погружной электродвигатель служит для привода погружного центробежного насоса. Условия работы двигателя — расположение в пластовой жидкости, находящейся под большим гидростатическим давлением,— определяют особенности его конструкции — заполнение его внутренней полости маслом, малый наружный диаметр и соответственно большую длину. Основное условие надежной работы двигателя — герметичность его внутренней полости.

Двигатель (рис. 2.11) состоит из статора, ротора, головки и основания. В верхней и нижней частях корпуса имеются фланцы для соединения двигателя с протектором и компенсатором. Корпус изготовлен из стальной трубы, к которой с помощью резьбовых соединений присоединены головка и основание двигателя. Магнитопровод статора собран из активных и немагнитных жестей, в пазах которых располагается обмотка.

К концам обмотки статора припаяны выводные концы из многожильного медного провода, соединяющие их со штепсельными гильзами, в которые входят штепсельные наконечники кабеля. Активная часть магнитопровода совместно с обмоткой создает вращающееся магнитное поле, а немагнитная часть служит опорами для промежуточных подшипников ротора.

Ротор двигателя короткозамкнутый, многосекционный, состоит из вала, на который напрессованы сердечники. Вал выполнен из калиброванной трубы, а сердечник — из листовой электротехнической стали, в пазы которого уложены медные стержни, образующие обмотку ротора. Сердечники и радиальные подшипники, чередуясь, установлены на валу. Сердечники соединены с валом шпонками, а весь их набор стянут в осевом направлении гайками.

На валу установлена турбинка, служащая для принудительной циркуляции масла, обеспечивающего отвод тепла от наиболее нагретых деталей. Масло циркулирует через пазы магнитопровода, отверстие в валу двигателя и фильтр, где очищается от продуктов износа, появляющихся в процессе работы двигателя.

Осевые нагрузки на вал двигателя воспринимают подпятники, расположенные в головке двигателя. Переводник в нижней части двигателя служит для размещения фильтра, перепускного клапана и клапана для закачки масла в двигатель.

Малый диаметр корпуса двигателя обусловлен необходимостью размещения его в скважине, большая длина — достижением нужного крутящего момента. Для создания двигателей большой мощности используют двигатели секционного исполнения, состоящие из верхней и нижней секций, собираемых на устье скважины перед спуском в скважину. Соединяют секции с помощью фланцев, при этом автоматически соединяются полумуфты электрического соединения,

обеспечивающего последовательное включение обмоток.

Гидрозащита погружного насоса служит для предотвращения проникновения во внутреннюю полость электродвигателя пластовой жидкости. Она состоит из протектора, устанавливаемого между двигателем и насосом, и компенсатора, присоединенного к основанию двигателя.

Протектор (рис. 2.12) состоит из двух камер, заполняемых рабочей жидкостью двигателя, разделенных эластичной диафрагмой с торцовыми уплотнениями. Вал протектора установлен на трех подшипниках, воспринимающих радиальную нагрузку, и опирается на гидродинамическую пяту, воспринимающую осевые усилия.

В нижней части протектора расположен обратный клапан для выравнивания давлений в протекторе и скважине. При транспортировке клапан закрыт пробкой, которую необходимо выворачивать перед спуском агрегата в скважину.

Компенсатор (рис. 2.13) представляет собой стальной корпус (внутри которого размещена эластичная диафрагма), заполненный рабочей жидкостью электродвигателя. Полость за диафрагмой сообщается со скважиной через несколько отверстий.

Компенсатор имеет пробки для заправки его полости рабочей жидкостью.

Кабель для подвода электроэнергии к погружному электродвигателю соединяется с двигателем при помощи специальной муфты. Поскольку диаметр погружного агрегата больше диаметра колонны подъемных труб, применяют кабель двух типов — состоящий из скрученных жил, располагающейся вдоль колонны труб, и плоский — у погружного агрегата. Применяют кабели, состоящие из одно- или многопроволочных жил, изолированных двумя слоями полиэтилена и защищенных эластичной подушкой и металлической броней. Кабель крепится к колонне НКТ и погружному агрегату с помощью специальных хомутов.

Оборудование устья предназначено для герметизации внутренней полости НКТ, затрубного пространства, пропуска кабеля из кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной, удержания колонны НКТ, контроля и регулирования режима работы скважины. Оно состоит (рис. 2.14) из корпуса, в котором располагается муфтовая подвеска, обеспечивающая удержание колонны подъемных труб, манжет, уплотняющих ввод в скважину силового кабеля и обеспечивающих его герметизацию.

Муфтовая подвеска труб смещена относительно центра скважины, что позволяет расположить кабель возможно дальше от стенки эксплуатационной колонны и уменьшить его повреждения.

Оборудование устья имеет боковой и вертикальный стволы, оборудованные пробковыми кранами и вентилем.

Станция управления предназначена для управления установкой и обеспечивает: включение и отключение установки, работу в ручном и автоматическом режимах, управление установкой с диспетчерского пункта, подключение программного реле времени, самозапуск электродвигателя с заданной выдержкой времени после появления напряжения, отключение двигателя при появлении в цепи тока короткого замыкания, перегрузке его или падении напряжения в сети, управление двигателем в соответствии с командами, поступающими с диспетчерского пункта, программного реле времени или электроконтактных манометров,

отключение двигателя при уменьшении изоляции кабеля ниже определенной величины.

Трансформатор служит для обеспечения требуемого напряжения, подаваемого к кабелю. Он состоит из обмоток высокого и низкого напряжения, магнитопровода, бака, крышки с вводами и расширителя с воздухоочистителем.

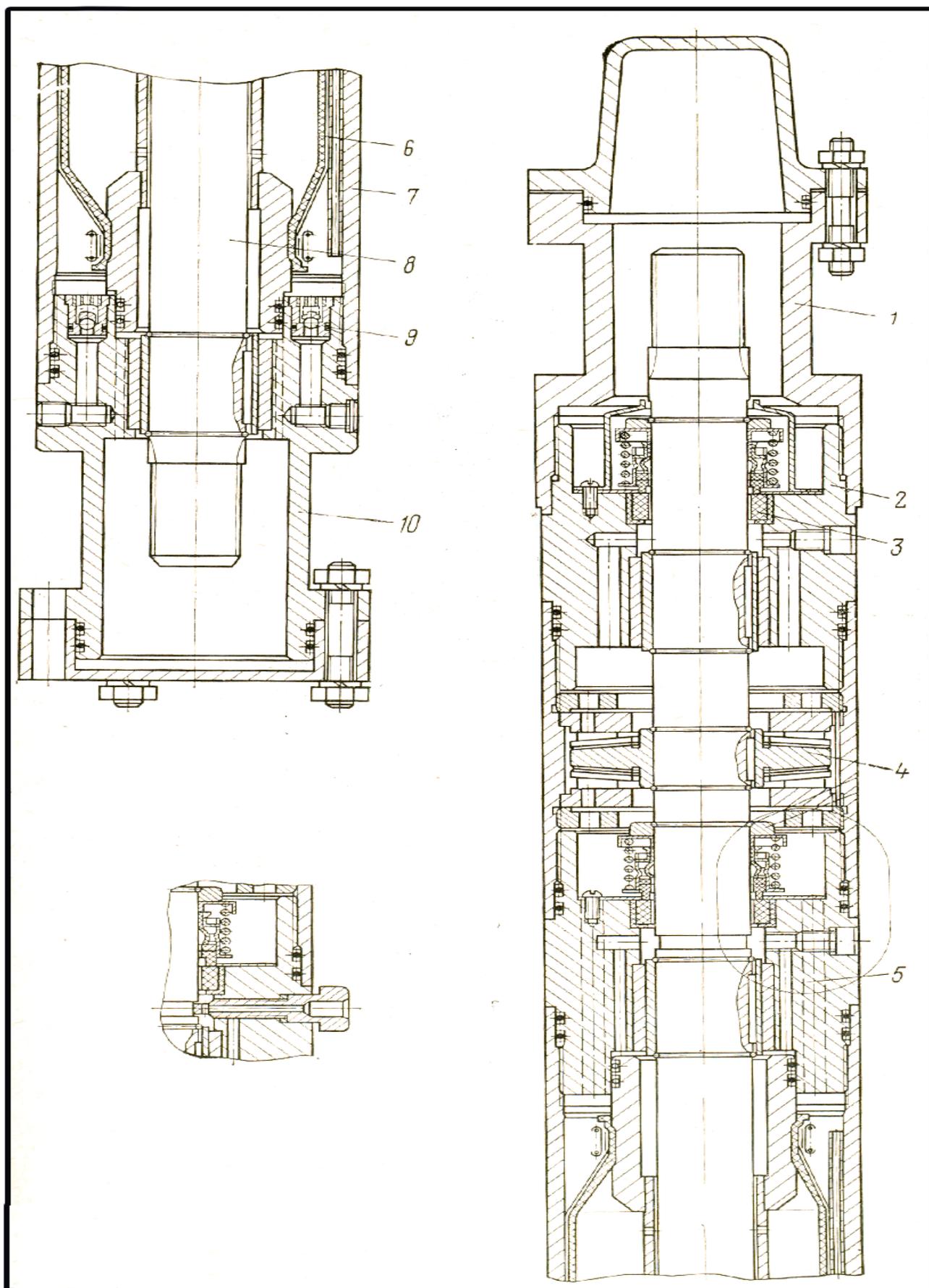


Рис. 2.12. Протектор:

1-головка верхняя; 2-ниппель верхний; 3-уплотнение торцевое; 4-пята; 5-ниппель нижний; 6-диафрагма; 7-корпус; 8-вал; 9-клапан обратный; 10- головка нижняя

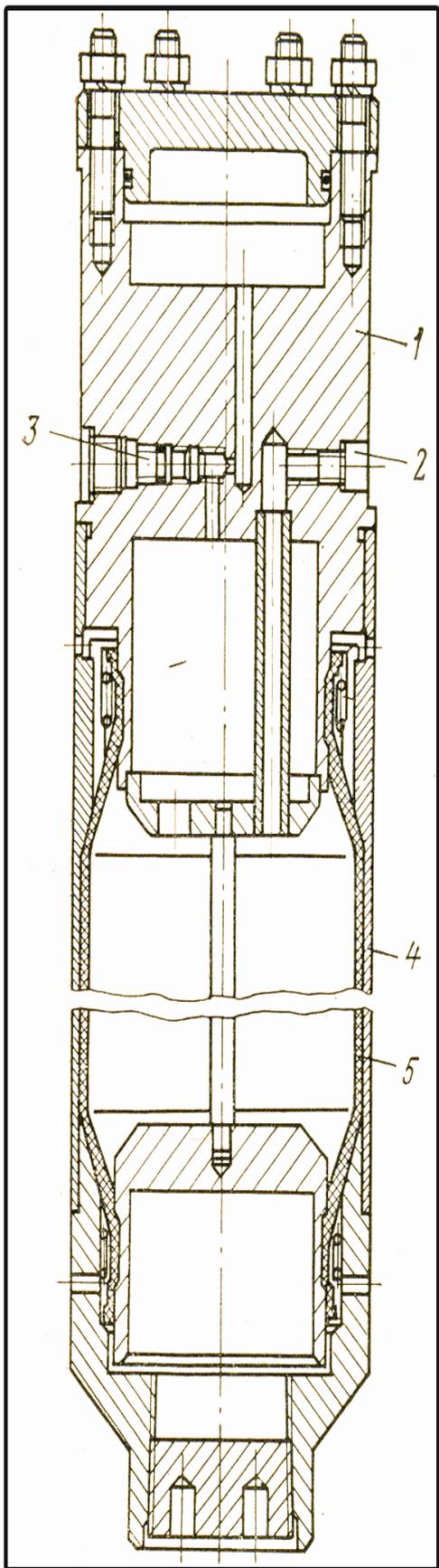


Рис. 2.13 Компенсатор:
 1-каркас; 2-пробка; 3-клапан;
 4-корпус; 5-диафрагма

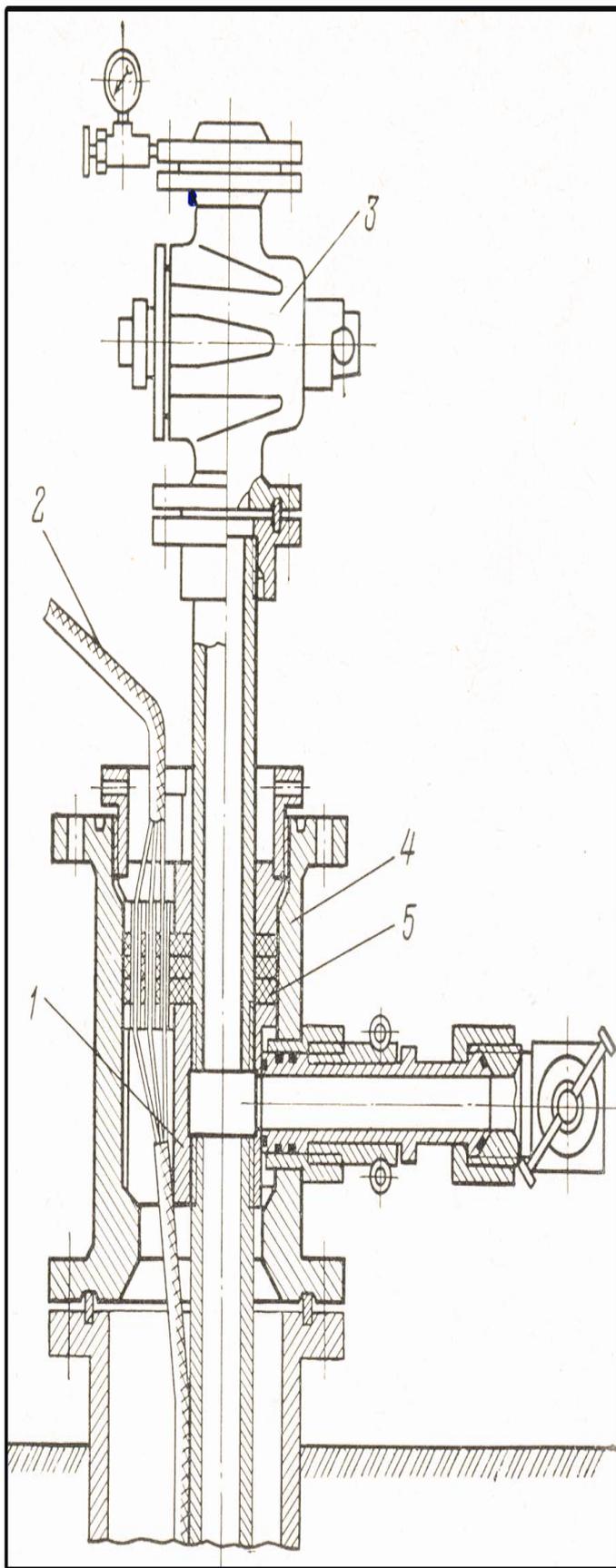


Рис. 2.14. Оборудование устья установки ЭЦН:
 1-трубная подвеска; 2-кабель; 3-кран пробковый, проходной, 4-корпус; 5- манжета

На стороне обмоток высокого напряжения имеется 5—10 ответвлений (отпаек), обеспечивающих подачу необходимого напряжения на электродвигатель в зависимости от длины кабеля, загрузки электродвигателя и напряжения сети.

Особенности эксплуатации УЭЦН обусловлены спецификой характеристик центробежного насоса и условиями его совместной работы со скважиной.

УЭЦН спускают в скважину на колонне подъемных труб на глубину, соответствующую погружению агрегата, под динамический уровень жидкости, при котором содержание газа, выделяющегося из пластовой жидкости, не превышает определенного предела, обеспечивающего устойчивую работу насоса.

При остановке скважины, оборудованной УЭЦН, на длительное время происходит разделение пластовой жидкости на нефть и воду, причем граница их раздела располагается, как правило, ниже приема насоса. Поэтому при пуске насоса, например, после длительной остановки в результате обесточивания электросети сначала установка подает чистую нефть, потом воду и, наконец, когда установится приток жидкости в скважину, насос начинает подавать смесь воды, нефти и газа в характерной для скважины пропорции. Попав в центробежный насос, смесь превращается по мере прохождения его ступеней в эмульсию, которая поднимается по колонне подъемных труб на поверхность.

По мере ее подъема и уменьшения гидростатического давления из нее выделяется газ. При добыче парафинистой нефти из-за уменьшения температуры жидкости, так же как и при фонтанном или газлифтном способе эксплуатации, начинается кристаллизация парафина, который откладывается на стенках подъемных труб. При определенных условиях парафин может откладываться и на стенках эксплуатационной колонны, ниже приема насоса.

Отложению парафина способствует уменьшение скорости движения жидкости в подъемных трубах, а также неравномерность потока жидкости. Скорость движения жидкости при заданной подаче насоса определяется диаметром труб, и при возможности отложения парафина их следует выбирать, возможно, меньшего диаметра. Неравномерность потока жидкости в подъемных трубах обусловлена в первую очередь интенсивным выделением растворенного газа при подходе к устью скважины. В результате непрерывное движение газожидкостной смеси превращается в последовательное перемещение порций жидкости и газа, что способствует быстрому запарафиниванию труб. Для исключения подобного режима работы подъемника на устье скважины необходимо поддерживать буферное давление не менее 0,2—0,5 МПа, что достигается установкой штуцера соответствующего диаметра или же предопределяется режимом работы системы промыслового сбора продукции скважин. Как правило, буферное давление при использовании герметизированных однотрубных систем сбора продукции скважин составляет 0,3—4,0 МПа. Штуцеры устанавливают также для ограничения подачи насоса в тех случаях, когда она превышает дебит скважины, рассчитанный исходя из условий эксплуатации 1 месторождения в целом.

Помимо отложений парафина в подъемных трубах причиной выхода установки из строя, а следовательно, необходимости в подземном

ремонте являются неисправности и неполадки в кабеле или механической части погружного агрегата.

Наиболее частой причиной выхода кабеля из строя является пробой изоляции или уменьшение ее сопротивления ниже определенного уровня. Пробой изоляции происходит мгновенно в результате механического повреждения кабеля в процессе его спуска или растрескивания изоляции и проникновения в трещины пластовой жидкости. Наиболее часто проникновение жидкости через изоляцию происходит в месте присоединения кабеля к электродвигателю, реже — в результате проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость двигателя.

При снижении сопротивления изоляции в результате ее старения ниже определенного предела следует прекратить эксплуатацию установки, так как дальнейшая работа приводит к короткому замыканию, обгоранию отдельных элементов электрической цепи, что, в свою очередь, ведет к усложнению и удорожанию ремонта установки.

Неисправности в механической части погружных установок могут быть связаны с заклиниванием вращающихся деталей, вызванным некачественной сборкой агрегата на скважине перед его спуском — перекосом во фланцевом соединении двигателя с протектором, протектора с насосом. В подобных случаях заклинивание обнаруживается при пуске установки. Если заклинивание произошло в результате изнашивания подшипников насоса и протектора, то оно происходит после определенного периода эксплуатации насоса.

Погружные центробежные электроустановки рассчитаны на продолжительную работу, которая достигает 12—20 мес при благоприятных условиях эксплуатации и 3—4 мес при неблагоприятных — высокой температуре пластовой жидкости, большом содержании воды и механических примесей и т. п.

Наиболее частыми причинами снижения или полного прекращения подачи жидкости являются следующие:

недостаточный приток пластовой жидкости в скважине;

недостаточный напор насоса;

дефектные резьбовые соединения в колонне подъемных труб, слив жидкости через случайно сломанный штуцер сливного канала и другие дефекты колонны;

засорение приемной сетки и первых ступеней насоса окалиной, песком, парафином или отложениями солей.

Все перечисленные причины устраняются при проведении подземного ремонта скважины.

2.5. Оборудование нагнетательных скважин

Для закачки воды в один или несколько пластов через одну скважину применяют, как правило, одноканальные системы нагнетания, а для распределения жидкости по пластам используют скважинные регуляторы расхода или дроссели. Выпускаемые установки позволяют закачивать в пласт речную, морскую, пластовую или сточную воды.

Оборудование скважины (рис. 2.15) состоит из наземной и подземной части. К наземной относится арматура устья, включающая регулятор расхода и предназначенная для герметизации устья скважины и удержания колонны подъемных труб. Регулятор служит для автоматического поддержания необходимого расхода жидкости при

колебаниях давления в нагнетательном трубопроводе. На арматуре также предусмотрены обратные клапаны. Для предотвращения обратного тока жидкости при временном прекращении подачи или аварии водовода.

Задвижки арматуры позволяют соединять внутреннюю полость НКТ или затрубное пространство с напорным трубопроводом или с помощью быстросъемных соединений подключить их к агрегатам при ремонтных или профилактических работах.

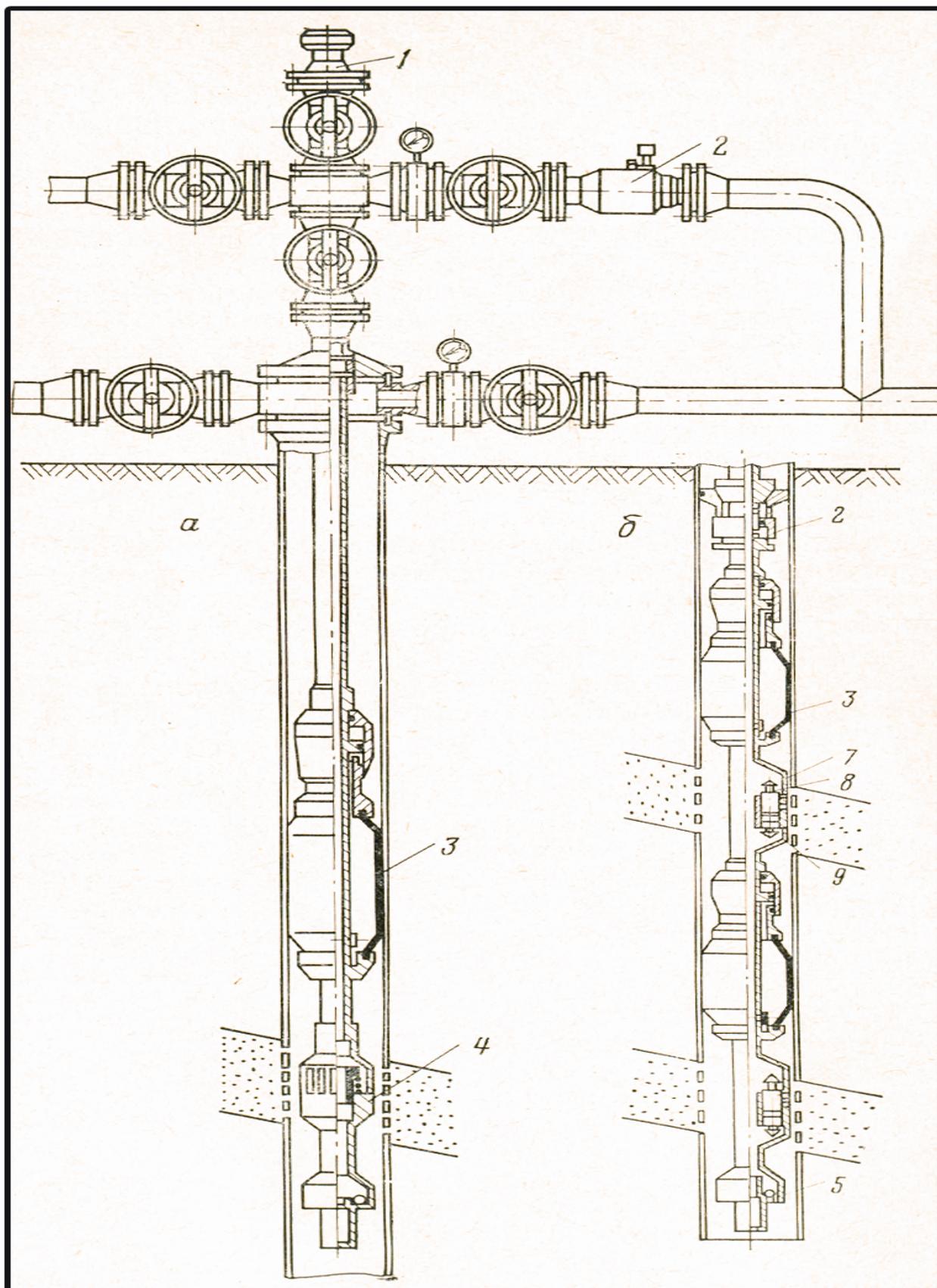


Рис. 2.15. Схема установки для нагнетания воды:
 а-один пласт: 1-арматура устья; 2-регулятор расхода; 3-пакер; 4-циркуляционный клапан; б- два пласта; 1-нагнетательная арматура; 2-якорь; 3-пакер; 4-регулятор расхода жидкости; 5-циркуляционный клапан; 6-компенсатор; 7-скважинная камера; 8- кулачковый фиксатор; 9-регулятор расхода жидкости

Для закачки воды в два или более пласта на колонне НКТ устанавливают несколько пакеров таким образом, чтобы изолировать один пласт от другого, а также эксплуатационную колонну от воздействия закачиваемой жидкости. Напротив (аналогичные применяемым при газлифтной эксплуатации скважин), в которых размещают регуляторы расхода жидкости. Установку или съём регуляторов жидкости осуществляют без подъема колонны на поверхность, спуском регуляторов на проволоке и установкой их с помощью отклонителей в соответствующие гнезда.

В нижней части колонн устанавливают клапаны для промывки скважины потоком жидкости, подаваемой в кольцевое пространство между эксплуатационной и подъемными трубами.

Контрольные вопросы

1. Какие элементы включает внутрискважинное оборудование, применяемое при фонтанном, газлифтном способах эксплуатации, использовании штанговых скважинных насосов, центробежных электронасосов?
2. Для чего предназначено устьевое оборудование, применяемое при фонтанном и механизированных способах добычи?
3. Почему необходимо строго контролировать крутящий момент при затяжке резьбовых соединений колонны штанг и труб?
4. Почему нельзя спускать в скважину деформированные штанги?
5. Для чего служат песочные якоря?
6. В каких случаях целесообразно использовать насосно-компрессорные трубы с внутренним покрытием?
7. Из каких узлов состоит установка погружного центробежного электронасоса?
8. Назовите причины выхода из строя штанговых скважинных насосных установок.

РАЗДЕЛ 3

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

3.1. Оборудование для подземного ремонта скважин и его классификация

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 и в текущем и в капитальном ремонтах применяют одно и то же оборудование или инструмент, например элеваторы, ключи и т. п. 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 число машин и инструментов;

сложным профилем скважин, в которых выполняются работы;

высокими гидростатическим давлением, температурой, химически активными и агрессивными веществами, воздействующими на спущенные оборудование и инструмент.

Все многообразие машин и оборудования, используемых при подземном ремонте, можно разделить на две основные группы:

для спуско-подъемных операций;

для технологических операций.

Оборудование для спуско-подъемных операций включает:

1) Грузоподъемное оборудование — вышку (или мачту), талевую систему и лебедку. Могут использоваться отдельные, самостоятельные конструкции или объединенные в единый комплекс (агрегат подземного ремонта). Все это оборудование в зависимости от условий эксплуатации может быть выполнено в стационарном или мобильном исполнении. В оборудовании, смонтированном на какой-либо транспортной базе, как правило, используют ее элементы — шасси автомобиля или трактора для восприятия нагрузок, возникающих в процессе работы агрегата,

ходовой двигатель для приведения в действие лебедки и т. п.

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 навесу, развинчивание или свинчивание резьбовых соединений и т. п.

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 или гидравлический), а также автоматизируют некоторые операции, например захват труб спайдером.

К ним относятся автоматические ключи, манипуляторы для укладки труб и штанг, трубные и штанговые магазины, т. е. механизмы, позволяющие полностью исключить ручной труд и обеспечить проведение всех операций при спуске или подъеме без прикосновения людей к извлекаемому оборудованию или инструменту.

Оборудование для технологических операций включает:

1) Насосные агрегаты для подачи технологической жидкости (нефти или воды, водопесчаной смеси, раствора кислот, цементного раствора и т. п.) 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 ее отдельных полостей — якоря, пакеры, пробки и т. п.

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 и т. п.

8) Приборы и инструменты для исследования скважин перед подземным ремонтом. Эта группа оборудования хотя и достаточно универсальна и используется при различных геофизических исследованиях скважин, но должна быть представлена в данной классификации, поскольку ее использование перед подземным ремонтом, после него, а в первую очередь после капитального ремонта обязательно.

3.2. Инструмент и приспособления для спуско-подъемных операций

Эта группа оборудования предназначена для выполнения таких операций, как свинчивание и развинчивание резьбовых соединений

колонн штанг и труб, удержание их на весу. Она включает трубные и штанговые элеваторы, спайдеры, ключи, штропы и ряд других приспособлений, конструкция которых весьма специфична.

Элеваторы

Элеватор — инструмент для захвата и удержания на весу в вертикальном, наклонном и горизонтальном положении труб или штанг в процессе спуско-подъемных операций. Различают штанговые и трубные элеваторы. Последние, в свою очередь, подразделяют на элеваторы для бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб.

По конструкции различают двухштропные (балочные) и одноштропные (стержневые) элеваторы.

Элеваторы характеризуются грузоподъемностью, диаметром труб (штанг) и собственной массой. Для безопасной и удобной работы на элеваторах предусмотрены специальные замки и защелки, которые не позволяют ему раскрыться. Использование рациональной конструкции диктуется необходимостью сведения к минимуму его массы при заданной грузоподъемности.

Непрерывная кольцевая поверхность, служащая опорой для торца муфты трубы при вертикальном положении элеватора, обеспечивает равномерное распределение усилия по всей окружности торца муфты. При невыполнении этого условия равнодействующая всех сил не совпадает с осью трубы и она помимо растягивающей нагрузки подвергается и действию изгибающего момента. Это отрицательно сказывается на долговечности трубы и приводит к сокращению срока ее службы.

Одноштропные элеваторы имеют меньшую по сравнению с двухштропными массу при одинаковой грузоподъемности, они удобнее в работе. Это объясняется особенностями их конструкции, в которой материал подвергается в основном растяжению, а не изгибу, как в двухштропных элеваторах. Растяжение предпочтительнее изгиба, поскольку внутренние усилия распределяются по всему сечению нагруженной детали равномерно, чего нет при изгибе. Это положение легко продемонстрировать следующим опытом: сломать карандаш или спичку руками, прикладывая к ним силу, обеспечивающую их изгиб, не представляет труда; сделать это же, растягивая их, удастся далеко не всем.

Элеваторы каждого типа имеют свою предпочтительную область применения. Конструкция одноштропных элеваторов предусматривает использование их при спуско-подъемных работах по прогрессивным технологиям в сочетании с электро- и гидроприводными ключами. В то же время двухштропные элеваторы более удобны при промывке скважин, монтаже устьевого оборудования и т. п.

Одноштропный элеватор ЭГ предназначен для спуско-подъемных операций при использовании ручных и механических ключей (рис. 3.1). Элеватор состоит из литого корпуса с боковыми ребрами, имеющего поперечное сечение сложной конфигурации. В верхней части к корпусу при помощи двух пальцев крепится литая серьга — штроп. Серьга и корпус имеют приливы, обеспечивающие их свободный поворот относительно друг друга в пределах определенного угла. В нижней части корпуса предусмотрено утолщение — опорный бурт, нижний торец которого служит опорной поверхностью элеватора. В нижней части

корпуса приварена рукоятка для удержания и оттягивания элеватора в сторону. В приливе, расположенном в нижней части корпуса, в вертикальном положении установлен палец, относительно которого может поворачиваться и перемещаться вверх и вниз подпружиненная створка. В нижней части створки имеется шип, который при перемещении ее в нижнее положение входит в паз, расположенный в опорной части корпуса. Если

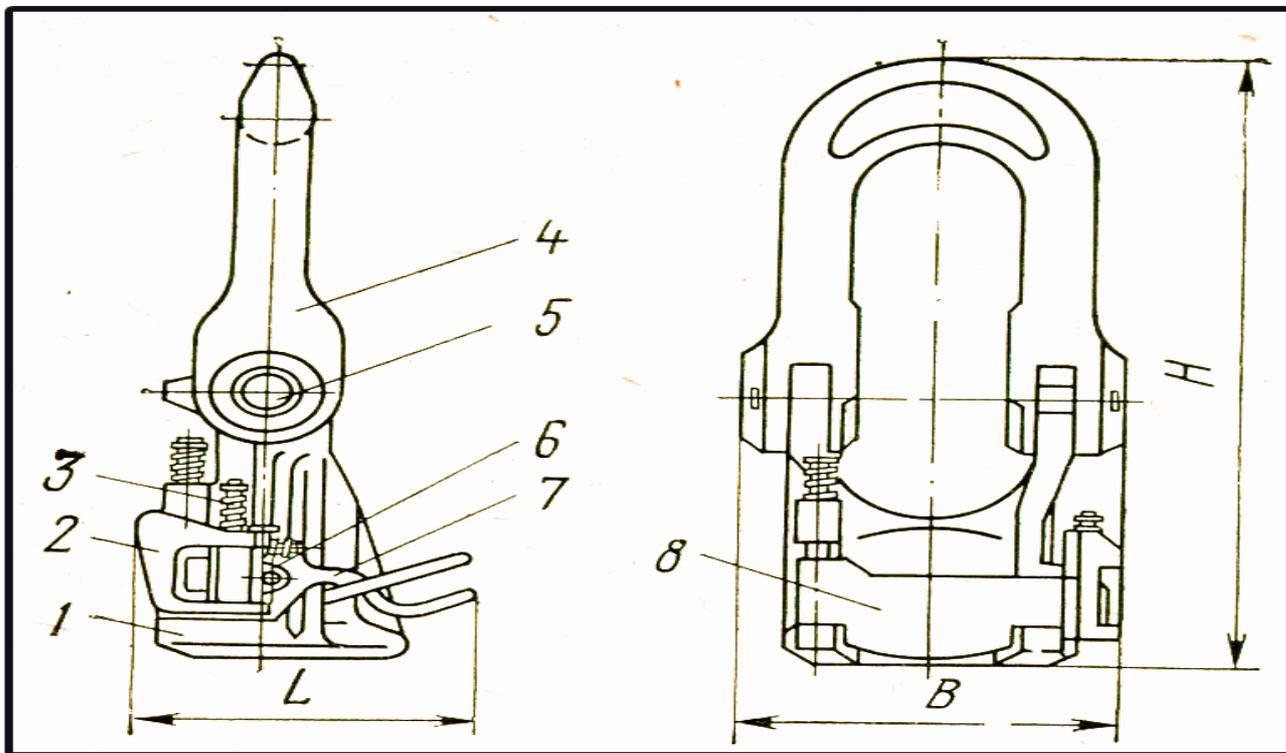


Рис. 3.1 Элеватор ЭГ

1-корпус; 2-защелка; 3-пружина; 4-серьга; 5-палец; 6-ось фиксатора; 7-фиксатор; 8-створка

элеватор не нагружен, то пружина удерживает створку в верхнем положении, при этом шип не попадает в паз, обеспечивая свободный поворот ее вокруг оси.

Внутренняя поверхность корпуса элеватора и створки обрабатывается таким образом, что в нижнем (нагруженном) положении створки опорные поверхности бурта корпуса и створки находятся в одной плоскости, благодаря чему торец муфты опирается на непрерывную кольцевую поверхность

Створка фиксируется в закрытом положении защелкой, насаженной на ось и захлопывающейся под действием пружины. В закрытом положении защелка запирается фиксатором.

При зарядке элеватора труба вводится в него (или же элеватор надвигается на трубу), створка захлопывается, защелка закрывается и после перемещения муфты трубы относительно элеватора вниз, она нажимает на бурт створки, перемещая ее вниз. В результате шип створки попадает в паз корпуса, что исключает самооткрывание элеватора под нагрузкой.

Для открывания элеватора необходимо опустить его по трубе вниз, чтобы муфта трубы поднялась относительно корпуса вверх, одновременно с этим приподнимется подпружиненная створка и ее шип выйдет из паза корпуса. После отжима фиксатора и поворота защелки створка откроется. Подобное тройное предохранение обеспечивает безопасную работу с

элеватором.

Высокая эффективность «стержневой» конструкции, отработанной в элеваторах ЭГ, дала начало разработкам аналогичных конструкций, отличающихся стопорными и фиксирующими приспособлениями. К числу таких относится элеваторы типа ЭТА.

Элеватор ЭТАП (рис. 3.2) включает корпус, соединенный с серьгой с помощью двух зашплинтованных пальцев. Внутри корпуса расточена поверхность, на которую опирается узел захвата. При работе элеватора торцевая поверхность муфты опирается на захват, который передает усилие корпусу.



Рис. 3.2. Элеватор ЭТАП

Захват состоит из правой и левой челюстей, соединенных вертикальной осью со штоком, на котором укреплена рукоятка.

Рукоятка позволяет перемещать шток в горизонтальном направлении, открывая и закрывая при этом челюсти захвата, а также служит фиксатором.

Для расширения возможностей элеватора и унификации его конструкции узел захвата выполнен быстросъемным и позволяет использовать один корпус для работы с тремя-четырьмя размерами труб. При работе с элеватором для зарядки его необходимо выдвинуть рукоятку и повернуть ее вокруг горизонтальной оси. При этом челюсти узла захвата раскроются и выдвинутся из корпуса. Надвигая элеватор на трубу, рукоятку поворачивают в исходное положение — при этом челюсти закрываются и подхватывают трубу, обеспечивая соосное расположение ее и корпуса элеватора.

После замыкания челюстей рукоятка перемещается к корпусу и ее положение фиксируется.

Кроме описанных применяются элеваторы ЭЗН в сочетании с захватным приспособлением и элеваторы ЭНКБ-80 для захвата и удержания безмуфтовых НКТ. Последний состоит из корпуса, двух створок с затвором, пружиненных клиньев, рычага управления и серьги. В процессе работы одноштропный элеватор постоянно подвешен на крюке. При посадке его на трубу створки элеватора автоматически замыкаются и запираются затвором.

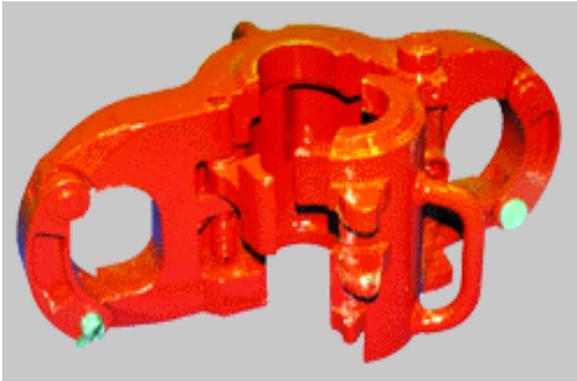


Рис. 3.3 Элеваторы ЭТАД

Элеваторы ЭТАД (рис. 3.3) двухштропный применяются в тех случаях, когда свинчивание и развинчивание колонны труб выполняется вручную. В комплект инструмента входят: два элеватора, захватное устройство и два штропа. Элеватор состоит из корпуса, имеющего форму балки, по краям которой расположены пазы для штропов с подпружиненными защелками-преохранителями, выдвижного захвата и рукоятки. Захват состоит из шарнирно соединенного с двумя челюстями штока, приводимого в действие рукояткой. Запирающее устройство позволяет фиксировать челюсти элеватора в крайних положениях, соответствующих открытому или закрытому состоянию.

Элеватор-спайдер ЭС 33-52x28 для захвата и удержания на весу колонн безмуфтовых труб состоит из корпуса, имеющего форму балки, в нижней части которого располагается опорная плита. Если инструмент используется в качестве элеватора, то его подвешивают на штропах за проушины к крюку талевой системы, если как спайдер, то устанавливают в него центратор и крепят его опорную плиту болтами к устьевому фланцу. Корпус элеватора имеет зев, закрываемый створкой, внутри корпуса располагается клиновья подвеска, включающая три клина и приводимая в действие рычагом управления, а также располагается центратор.

Помимо перечисленных при подземных ремонтах применяются корпусные элеваторы для бурильных и обсадных труб.

Штанговый элеватор ЭШН (рис. 3.4) используют при подъеме и спуске штанг. Он состоит из корпуса с эксцентричной кольцевой расточкой, внутри которой вращается втулка, имеющая эксцентрично расположенное отверстие. В корпусе и втулке предусмотрены пазы, при совмещении которых штанга может быть свободно введена или выведена из элеватора.

После поворота втулки на 180° элеватор запирается, а ось ее отверстия и соответственно ось запираемой штанги совпадает с осью элеватора. Втулка фиксируется в корпусе с помощью винтов, концы которых входят в кольцевой паз, расположенный на ее боковой поверхности.

Для предохранения от износа на опорную поверхность втулки устанавливается вкладыш, фиксируемый винтом.

Корпус шарнирно соединен со штропом шипами, расположенными на его боковой поверхности. Для удобства работы с элеватором штроп имеет на внутренней поверхности ряд приливов.

При работе со штангами разных диаметров используются сменные вкладыши; их изготавливают двух размеров: для 16, 19 и 22-мм штанг и для 25-мм штанг.

Закрывается и открывается элеватор с помощью шарнирной Рукоятки, которая в закрытом положении утапливается в зеве корпуса.

Штропы служат для подвески элеваторов к крюку талевой системы. В одноштропных элеваторах эта деталь постоянно соединена с корпусом пальцами и не отделяется от него в процессе эксплуатации. Для двухштропных с элеваторов применяются специальные штропы, представляющие собой стальную петлю овальной формы, вытянутую вдоль оси. По технологии изготовления различаются цельнокатаные и сварные штропы, по назначению — буровые нормальные ШБН, буровые укороченные ШБУ а эксплуатационные ШЭ. При текущих ремонтах используют штропы ШЭ.

Спайдер предназначен для захвата, удержания на весу и центрирования колонны НКТ или бурильных труб при спуско-подъемных операциях. Спайдер удерживает трубу на весу, захватывая ее с помощью клиновой подвески. Поэтому с его помощью можно зафиксировать трубу при любом положении муфты. Во время работы спайдер устанавливают на устье скважины.

Спайдер СГ-80 (рис. 3.5) состоит из корпуса, в котором располагаются клиновая подвеска, сменный центратор и механизм подъема клиньев. Клиновая подвеска включает три клина, рабочие поверхности которых снабжены плашками. С помощью петель клинья соединены с подпружиненной подвеской.

Спайдер обеспечивает постоянную высоту расположения муфты над клиньями и работает следующим образом. Перед посадкой труб на клинья подвеска под действием пружины занимает верхнее положение (рис. 3.6, а). Опускаясь, элеватор воздействует на клиновую подвеску, в результате чего

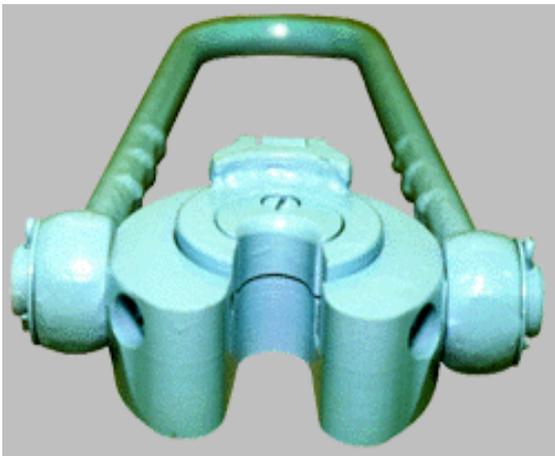


Рис. 3.4. Штанговый элеватор ЭШН

клинья перемещаются вниз и захватывают тело трубы (рис. 3.6, б).

При дальнейшем движении вниз элеватор под действием собственного веса продолжает опускать подвеску при неподвижных клиньях и трубе — это обеспечивается за счет шарнирной подвески клиньев. После спуска элеватора в крайнее нижнее положение (рис. 3.6, в) элеватор разгружается от веса трубы и может быть снят. При необходимости клинья в спайдере можно перемещать вручную с помощью специального рычажного механизма. Для нормальной работы клиньев в нижней части спайдера имеется центратор со сменными вкладышами, удерживаемыми в корпусе с помощью специального фиксатора.

Для удержания на весу и центрирования колонны обсадных труб во время их спуска в скважину используют спайдер СОТШ. В его корпусе размещается четыре клина, управляемых с помощью рукоятки, вращающейся вокруг горизонтальной оси.

Трубные ключи

Для свинчивания и развинчивания бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб и штанг при спуско-подъемных операциях используют большое число ключей различных конструкций и размеров. Они подразделяются на ключи для операций, выполняемых вручную, и с использованием механического привода.

Ключ КТГУ (рис. 3.7) используется при ручном и механизированном свинчивании и развинчивании труб с помощью механизмов АПР и подобных ему. Он состоит из челюсти и створки, шарнирно соединенных рукояткой. Между челюстью и створкой установлена пружина.

Усилия от челюсти и створки передаются к трубе сухарями, расположенными в пазах этих деталей. При надевании ключа на трубу створка поворачивается вокруг пальца и под действием пружины плотно прижимается к трубе. В процессе развинчивания или свинчивания рукоятка поворачивается относительно челюсти и створки и, взаимодействуя с ним профилированной поверхностью, расположенной у осно-



Рис. 3.5. Спайдер СГ-80

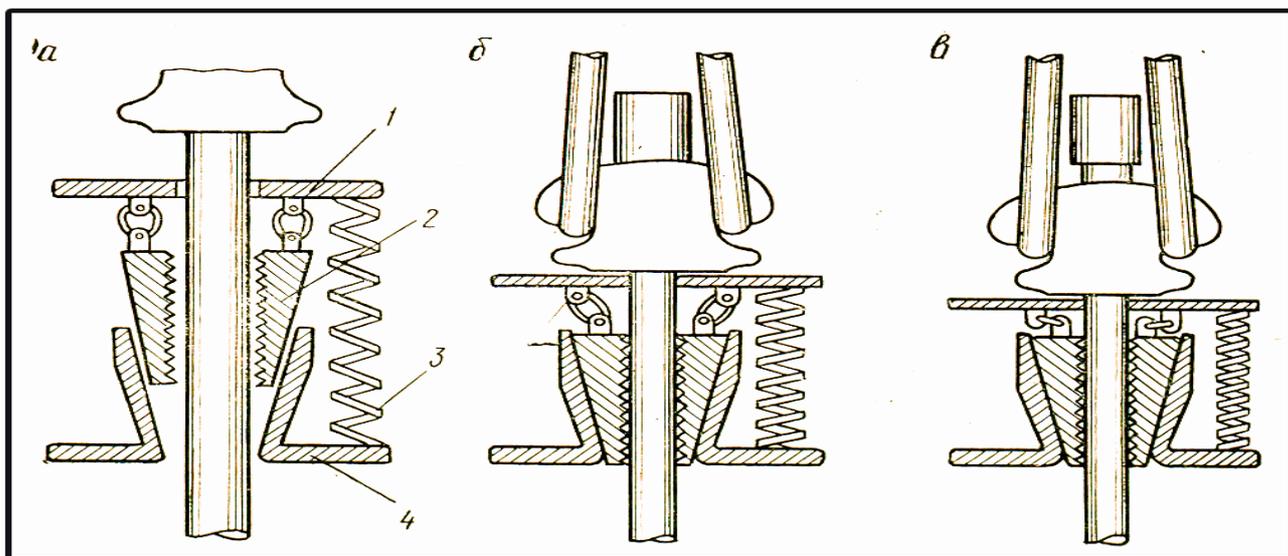


Рис. 3.6. Схема работы спайдера:

а, б, в — последовательные положения деталей спайдера при спуске труб; 1 — подвеска; 2 — клинья; 3 — пружина; 4 — корпус



Рис. 3.7. Ключ КТГУ

вания ручки, обеспечивает увеличение усилия, принимающего их к трубе. Тем самым предотвращаются скольжения сухарей и проворот ключа относительно трубы.

Для съема ключа с трубы к нему необходимо приложить, усилие, направленное в обратном направлении.

Для работы с насосно-компрессорными трубами используется ключ КТД (рис.3.8), состоящий из шарнирно соединенных большой и малой челюстей и рукоятки. На оси, соединяющей рукоятку с челюстями, установлена пружина для поджима челюстей к трубе. На малой челюсти установлен сухарь с вогнутой рабочей поверхностью, оснащенной зубьями, которые в процессе работы контактируют с поверхностью трубы.

Ключ при установке его на вертикально расположенную трубу удерживается на ней благодаря пружинам, обеспечивающим захват трубы челюстями. Для каждого диаметра труб применяется специальный типоразмер ключа.

Для работы с механизмами АПР и КМУ применяют трубный КТМ и стопорный КСМ ключи. Ключ КТМ состоит из шарнирно соединенных челюсти и створки. На челюсти имеется защелка, взаимодействующая с находящимся на створке щипом. Челюсть имеет эксцентричную расточку, по которой перемещается сухарь с криволинейной рабочей поверхностью, оснащенной зубьями. По мере того как увеличивается передаваемый ключом крутящий момент, сухарь, перемещаясь относительно челюсти ключа, все

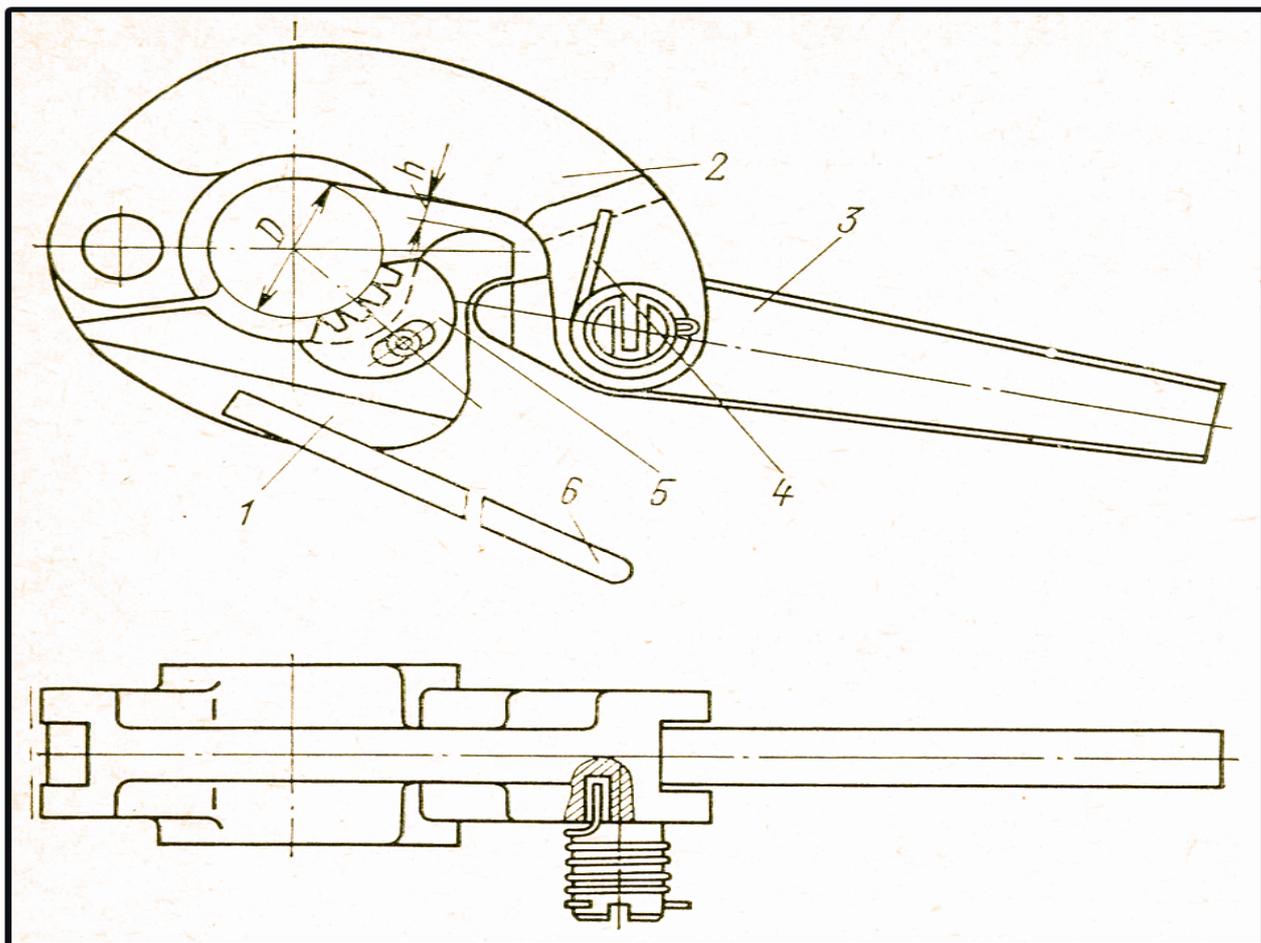


Рис 3.8. Трубный ключ КТДР-73:

1-малая челюсть; 2-большая челюсть; 3-рукоятка; 4-пружина; 5-сухарь; 6-рукоятка

больше заклинивает трубу.

Для снятия ключа с трубы после отвинчивания или завинчивания по защелке ударяют молотком, она отпирается и освобождает ключ.

Ключ КСМ имеет аналогичную конструкцию, но челюсть его не имеет ручки с роликом для передачи усилия, а снабжена перекидным упором.

Штанговые ключи

Свинчивание и развинчивание резьбовых соединений насосных штанг вручную осуществляют с помощью штанговых ключей двух типов — шарнирных и глухих.

Шарнирный ключ состоит из шарнирно соединенных челюстей с прямоугольным зевом и рукоятки, глухой ключ имеет неподвижное соединение челюсти и рукоятки.

При работе ключом штангу захватывают за квадрат и, вращая ее, свинчивают или отвинчивают. При значительных крутящих моментах для страгивания резьбы или ее закрепления целесообразно использовать шарнирный ключ — резко поворачивая рукоятку относительно зева таким образом, чтобы остановка ее сопровождалась ударом, при небольших прикладываемых усилиях можно обеспечить создание большого крутящего момента.

Ключи изготавливаются одинаковыми для штанг всех диаметров и отличаются друг от друга только размерами зева в челюсти ключа.

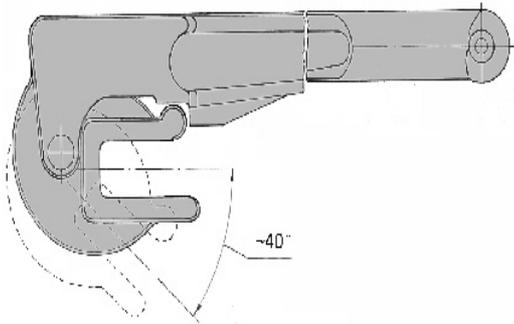


Рис. 3.9. Ключ штанговый КШ26

Безопасный крутящий ключ КШ26 предназначен для отвинчивания штанг в тех случаях, когда приходится поднимать колонну труб вместе со штангами, например, при заклинивании плунжера скважинного насоса. Отвинчивание колонны штанг в таких случаях сопровождается предварительным упругим закручиванием колонны. Прежде чем начнет развинчиваться резьбовое соединение, расположенное на большой глубине, ключ должен быть повернут на несколько оборотов.

Во время развинчивания ключ стремится развернуться в сторону,

против направлению вращения, и если эту работу проводить обычными ключами, то, вырвавшись из рук и вращаясь, он может травмировать рабочего.

Безопасный ключ состоит из обода, соединенного со ступицей спицами. В ступице располагаются подвижная и неподвижная плашки для захвата штанги во время работы. Для завода штанг внутрь обода в нем имеется прорезь, закрываемая защелкой.

При работе с ключом открывают защелку обода, устанавливают ключ, надвигая зев ступицы на штангу, и винтом зажимают плашками тело штанги. Далее оператор и помощник, стоя друг против друга, вращают ключ за обод, отвинчивая, таким образом, резьбовое соединение колонны штанг.

Стопорные ключи для НКТ

Предназначены для стопорения колонн НКТ при их механизированном свинчивании и развинчивании при текущем ремонте (технические характеристики ключей типа КСМ приведены в табл. 3.1).

Таблица 3.1

Технические характеристики ключей типа КСМ

Обозначение	КСМ-60	КСМ-73	КСМ-89
Условный диаметр, мм	60	73	89
Диаметр захватываемых муфт, мм	73	88,9	108
Максимальный крутящий момент, Н•м	2450	2940	3430
Габаритные размеры, мм	210x190x140	250x205x143	270x240x160
Масса, кг	5,5	7,4	10,7

3.3. Оборудование для механизации тяжелых ручных операций

Процессы спуска и подъема штанг и сруб наиболее трудоемки в общем комплексе работ, связанных с подземным ремонтом. Для уменьшения их трудоемкости разработан комплекс механизмов, позволяющих проводить спуско-подъемные операции по прогрессивной технологии, исключаящей перенос элеваторов вручную от устья скважины к мосткам (или наоборот), а также механизировать процессы свинчивания или развинчивания.

Впервые эта задача была в комплексе решена Г. В. Молчановым при создании автомата для подземного ремонта скважин, позволившего механизировать и частично автоматизировать наиболее тяжелые ручные операции, сократить время их выполнения. В настоящее время выпускается усовершенствованная конструкция автомата Молчанова — автоматы АПР-2ВБ и АПР-ГП, сочетающие в себе механический неподвижный ключ, автоматический спайдер, центратор и инерционный привод.

Автомат механизировать операции по свинчиванию и развинчиванию, автоматизирует центрирование трубы, захват, удержание на весу и освобождение колонны труб. Он рассчитан на работу совместно с одноштропными элеваторами типа ЭГ, трубным и стопорными ключами КТМ и КОМ и подкладной вилкой.

В комплект автомата входят сменные части, позволяющие применять автомат для всего сортамента НКТ, используемых в нефтяной промышленности.

Автомат АПР-2ВБ (рис. 3.10) состоит из следующих узлов: блока автомата, блока электрического инерционного взрыво-безопасного привода с реверсивным взрывобезопасным переключателем, клиновой подвески и центратора.

Блок автомата представляет собой корпус клинового спайдера с червячным редуктором (червячное колесо, червяк) и водилом, передающим вращающее усилие трубному ключу. Редуктор защищен кожухом, образующим масляную ванну. Блок автомата крепится к пьедесталу центратора.

Клиновая подвеска состоит из направляющей с кольцевым основанием, к которому шарнирно подвешены три клина. Клинья для 48, 60 и 73-мм труб сборные и состоят из корпуса клина и сменных плашек, закрепляемых шпильками. Клинья для 89 и 114-мм труб монолитные. Для передачи усилия от труб к клиновой подвеске применяют подкладную вилку. Ее подкладывают под муфту очередной поднимаемой трубы в момент ее появления над подвеской. При опускании колонны муфта давит на вилку, подвеска утапливается и клинья захватывают трубу. После этого вилку вытаскивают, трубу отвинчивают, а муфту очередной трубы захватывают и поднимают.

Блок центратора для 48, 60, 73 и 89-мм труб состоит из пьедестала, к которому тремя шпильками крепится блок автомата. Внутри центратора фиксатором крепится втулка. Для работ с 114-мм трубами применяют специальный центратор, вкладыш которого имеет форму колодки. Центратор автоматически центрирует колонну труб относительно блока автомата при их спуске и подъеме и предотвращает попадание в скважину каких-либо крупных предметов.

Для перемещения клиновой подвески вверх в процессе работы автомата служит балансир с грузом.

Блок электропривода с переключателем состоит из взрывобезопасного электродвигателя АСВ-41-4А специального исполнения мощностью 3,5 кВт и инерционного устройства, позволяющего значительно увеличить момент на водиле при отвинчивании труб, а также при завинчивании труб большого диаметра. Инерционное устройство представляет собой маховик, установленный на валу двигателя. Маховик соединяется с валом муфтой. На приводе смонтировано штепсельное соединение, позволяющее присоединить электродвигатель к реверсивному пускателю. Он специальным кабелем с нефтестойкой изоляцией соединяется с промышленной сетью. Пускатель предназначен для запуска, реверсирования и остановки двигателя. Во время работы автомат крепят двумя болтами к фланцу эксплуатационной колонны.

Для работы на скважинах, оборудованных бесштанговыми электронасосными установками ЭЦН, применяются специальные автоматы АПР, которые позволяют механизировать свинчивание и развинчивание насосно-компрессорных труб с диаметрами от 48 до 114 мм и обеспечивают надевание хомутов для крепления токонесущего кабеля диаметрами от 27,5 до 34,7 мм на колонну труб при спуске, удержание, освобождение и центрирование колонны труб и снятие хомутов при подъеме колонны труб.

Автомат АПР-ГП имеет в отличие от автомата АПР-2ВБ гидравлический объемный привод с питанием от автономной гидравлической станции или от гидравлической системы агрегатов для подземного ремонта скважин; гидропривод обеспечивает стабильность вращающего момента при свинчивании труб, система его регулировки проста. В качестве двигателя используется гидромотор НПА-64, а вращающий момент регулируется настройкой предохранительного клапана.

На основе автомата был создан ряд аналогичных по назначению механизмов, отличающихся типом используемых редукторов, кинематической схемой и т. п.

Механический универсальный ключ КМУ предназначен для выполнения тех же операций, что и автомат АПР, но имеет разрезную конструкцию вращателя 1 и спайдера 4 (рис. 3.11),

Ключ состоит из блока вращателя с электроприводом 2, спайдера 4 с блоком клиньев и блока управления электроприводом. Полуавтоматический спайдер состоит из резервного корпуса, сменных блоков клиньев для труб диаметром 60, 73 и 89 мм, рукоятки управления и хомута. К корпусу слайдера приварена стойка 3, на которой устанавливается вращатель. Во время работы спайдер закрепляется на устье скважины. Вращатель представляет собой двухступенчатый редуктор, рабочим органом которого является разрезное колесо с установленным на нем водилом. При совмещении прорезей колеса и корпуса ключ может быть надвинут на трубу и установлен в рабочее положение.

Привод ключа электрический, инерционный. Его конструкция предусматривает установку сменных маховиков, что позволяет регулировать максимальный крутящий момент.

При работе с ключом КМУ применяют те же элеваторы и ключи, что и при работе с автоматом АПР.

Таблица 3.2

Техническая характеристика механических ключей

Марка	КМУ-50	АПР-2ВБМ	АПР-ГП
Максимальная нагрузка на спайдер, кН	490	750	750
Максимальный вращающий момент, Н•м	4410	4410	4410
Частота вращения водила, мин ⁻¹	60	48	5-80
Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	48-89	48 - 114	48-14
Масса в собранном виде, кг	360	275	235

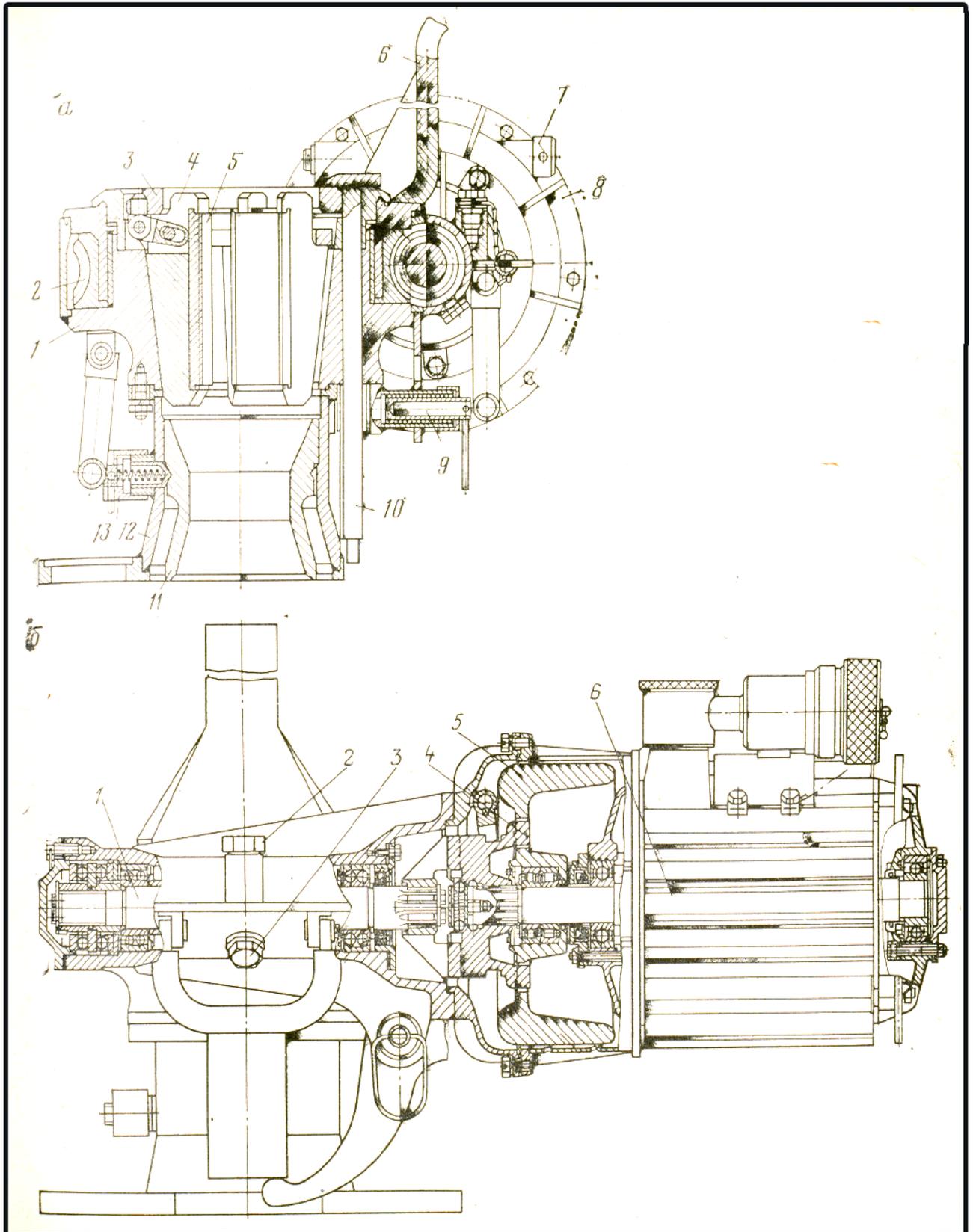


Рис. 3.10. Автомат АПР-2ВБ:

а-блок автомата; 1-корпус; 2-червячное колесо; 3-шайба; 4-клин; 5-плашка; 6-водило; 7-вал выключателя маховика; 8-электродвигатель; 9-ось фиксатора балансира; 10-направление; 11-центратор; 12-горловина корпуса; 13-фиксатор центратора; б-блок привода; 1-червяк с подшипниками; 2-пробки для залива и слива масла в червячном редукторе; 4-муфта блокировки маховика; 5-маховик; 6-электродвигатель

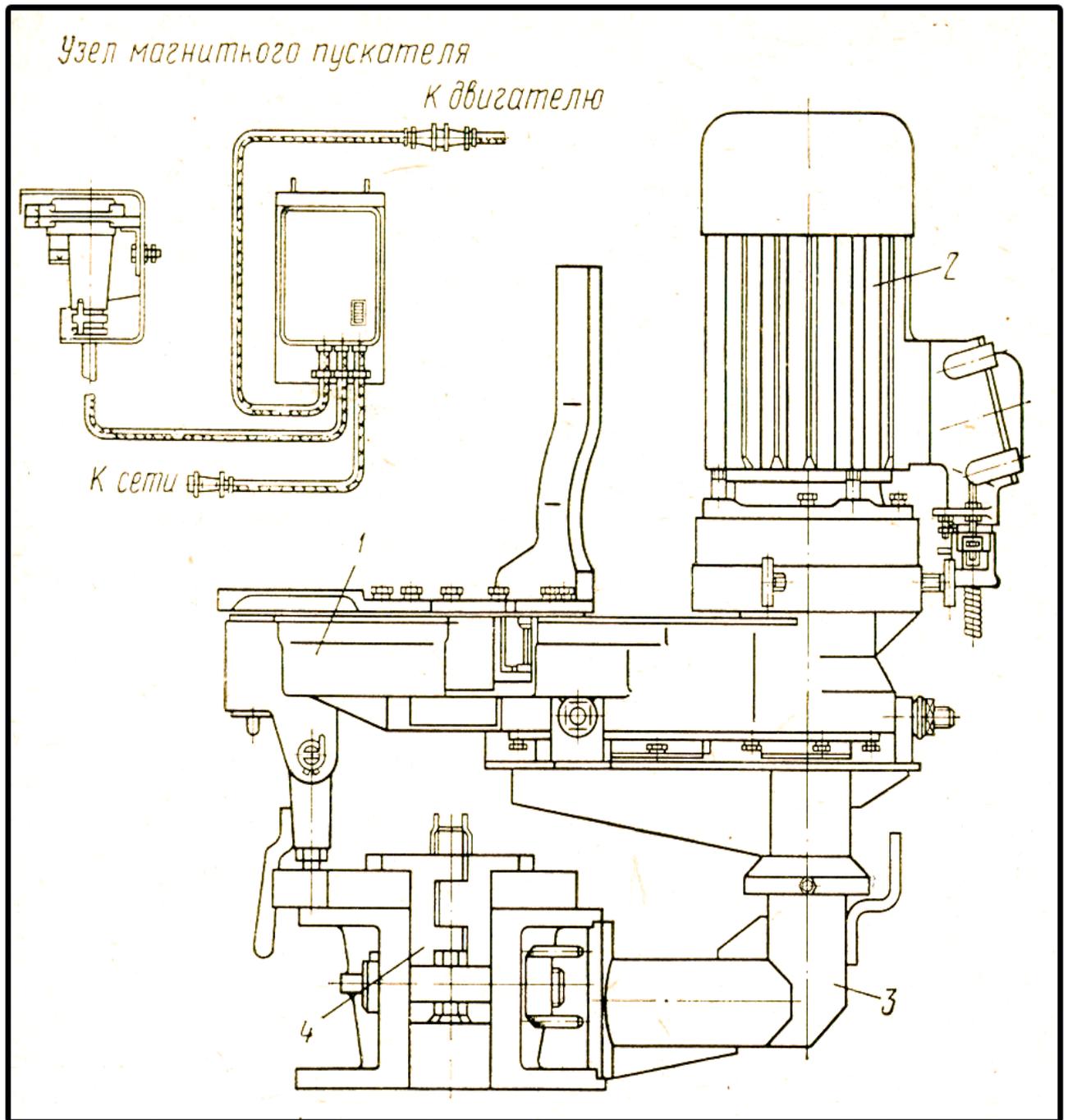


Рис. 3.11. Механический универсальный ключ КМУ

Штанговые механические ключи

Для свинчивания-развинчивания штанг в основном применяют разрезные ключи, ротор которых имеет зев, позволяющий надвигать их на штангу. Во время работы их подвешивают на упругой подвеске или же устанавливают на шарнирной опоре. К таким конструкциям относятся ключи АШК, АШК-КШЭ.

Помимо них применяют механические штанговые ключи неразрезные, выполненные по схеме автомата Молчанова — МШКТ.

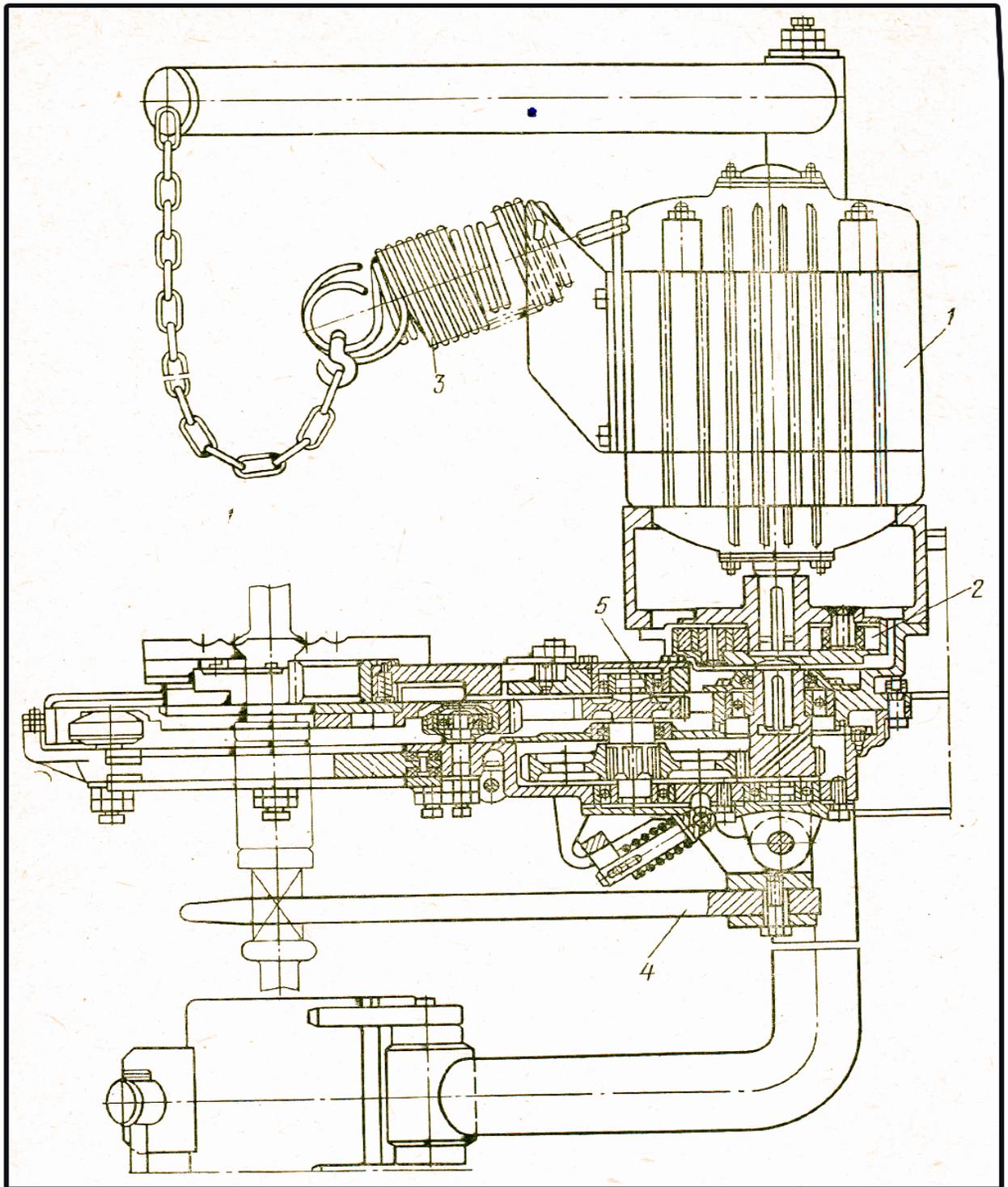


Рис. 3.12. Ключ АШК-М

Ключ АШК-М (рис. 3.12) имеет пружинную подвеску 3, компенсирующую вертикальные перемещения при свинчивании-развинчивании штанг. Блок ключа состоит из приводного двигателя 1, соединенного муфтой 2 с первичным валом, вращающий Момент от которого передается через шестерни редуктора 5 к захватному органу. Ведущая шестерня фиксируется в корпусе ключа на опорах качения. Захватный орган передает вращающий момент свинчиваемой или

развинчиваемой штанге.

Реактивный момент от колонны штанг воспринимается стопорным ключом 4 и передается на корпус ключа, что позволяет устранить возможность поворота его вокруг штанги. Захватный орган и стопорный ключ имеют размеры зевов захватов, соответствующие размерам квадратной высаженной части штанги или лысок на муфте штанг.

Имеется модификация ключа, рассчитанная на его шарнирное крепление на устье скважины. В некоторых районах (Краснодарский край) конструкцию ключа изменяют, устанавливая его неподвижно на устье скважины.

Ключи АШК рассчитаны на привод или от промышленной электросети, при этом их оснащают электродвигателем и пусковой аппаратурой, или от гидропривода, в этом случае их подключают к гидравлической схеме агрегата подземного ремонта.

При электрическом приводе используют асинхронные двигатели мощностью 0,8 или 1,0 кВт в защищенном или взрывобезопасном исполнении. Реверсивный переключатель управляет электродвигателем. Его можно устанавливать как на грунте (для управления ногой при помощи педали), так и на блоке ключа. Электродвигатель соединен с кабелем через реверсивный пускатель с источником тока. Техническая характеристика ключа АШК приведена в табл. 3.3

Применение ключа АШК облегчает ручные операции, ускоряет их проведение и обеспечивает стабильность момента крепления резьбового соединения, что способствует сокращению числа аварий со штангами.

Помимо электроприводных ключей АШК выпускаются аналогичные конструкции с гидроприводом для агрегатов подземного ремонта, оснащенных гидросистемой.

Таблица 3.3

Техническая характеристика ключа АШК

Диаметр свинчиваемых-развинчиваемых штанг, мм	16,19,22, 25
Максимальный вращающий момент на захватном органе ключа, Н•м	800
Частота вращения захватного органа (при электроприводе), мин ⁻¹	80
Масса блока ключа, кг	36
Масса комплекта ключа, кг	105

Клиновые пневматические захваты

Клиновые пневматические захваты типа ПКРБО (рис. 3,13) предназначены для механизированного, частично автоматизированного захвата в роторе насосно-компрессорных, бурильных, утяжеленных и обсадных труб, передачи вращения от ротора бурильной колонне через встроенный роликовый зажим, проведения работ без трудоемких операций по снятию и установке клиньев, вкладышей, зажимов ведущей трубы, смазке и очистке наружной поверхности труб на буровых установках 7-го класса для ПКРБО560 и 8-го класса для ПКРБО700, 9-го и 10-го классов для ПКРБО950 и 11-го класса для ПКРБО1260.

В табл. 3.4 приведены технические характеристики захватов этих типов.

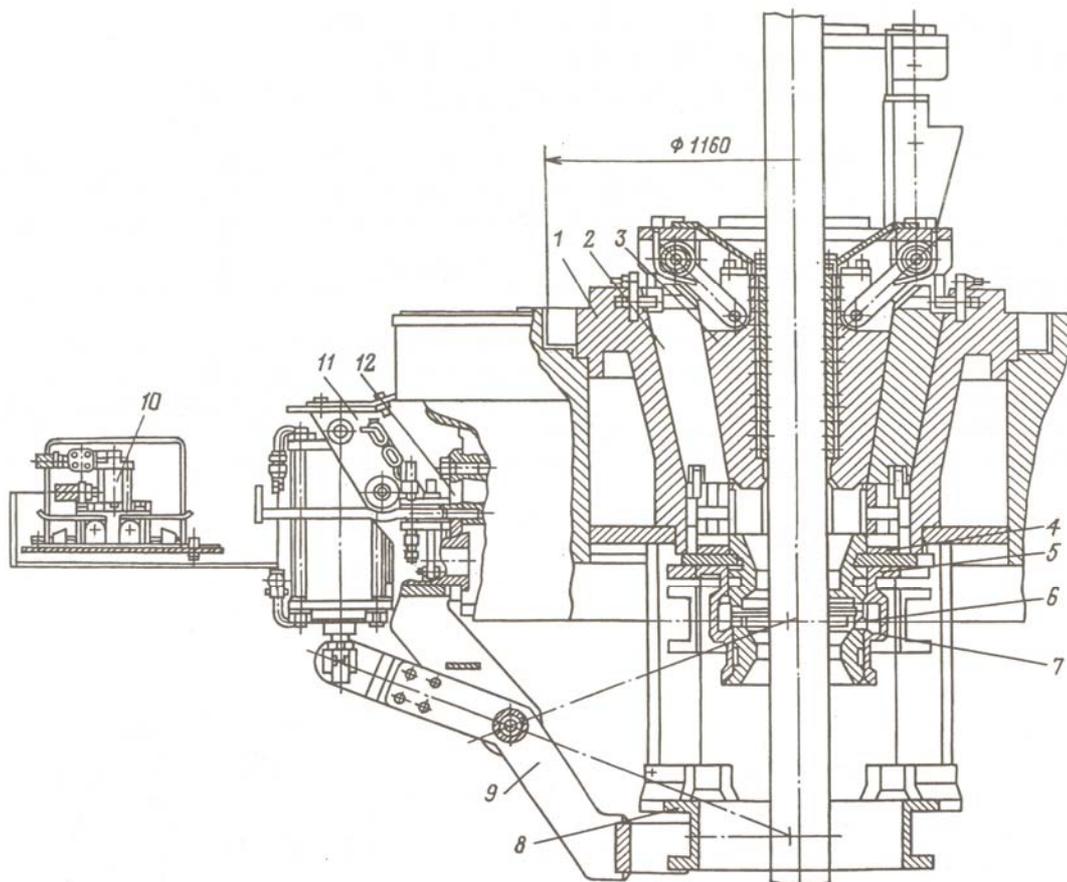


Рис. 3.13. Клиновые пневматические захваты ПКРБО950 и ПКРБО1260:

1 - корпус; 2 - съемные вкладыши; 3 - клинья; 4 - несъемный вкладыш; 5 - верхний центратор; 6 — обтиратель; 7 — нижний центратор; 8 - кольцо с плашками; 9 - рычаг; 10 - кран управления; 11 - цилиндр управления; 12 - подроторный кронштейн

Таблица 3.4

Технические характеристики клиновых пневматических захватов

Показатели	Тип захвата			
	ПКРБО560	ПКРБО700	ПКРБО950	ПКРБО1260
Допускаемая нагрузка (осевая), кН	3200	4000	6300	8000
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60-340	60-508	48-508	48-508
Крутящий момент, кН•м	80	80	80	80
Давление в пневмосистеме, МПа	0,7-0,9	0,7-0,9	0,7-0,9	0,7-0,9
Число размеров клиньев со сменными плашками	3	4	4	4
Габариты, мм	1700x900x x1650	1700x950x x1650	1860x1160x x1530	2300x1460x x1530
Масса с клиньями (для труб диаметром от минимального до максимального), кг	3810	5600	6600	7100

3.4. Стационарное наземное оборудование

При подземных ремонтах используют большое количество тяжелого и крупногабаритного оборудования, не имеющего собственной транспортной базы. При проведении операций оно стационарно устанавливается на площадке у скважины.

Стационарные вышки или мачты используют при текущем и капитальном ремонтах — на них устанавливают кронблок и подвешивают талевую систему для проведения спуско-подъемных операций, к ним также крепят детали и узлы, необходимые для подземного ремонта.

При подземном ремонте можно использовать:
стационарные эксплуатационные вышки, устанавливаемые над скважиной по окончании бурения скважины;

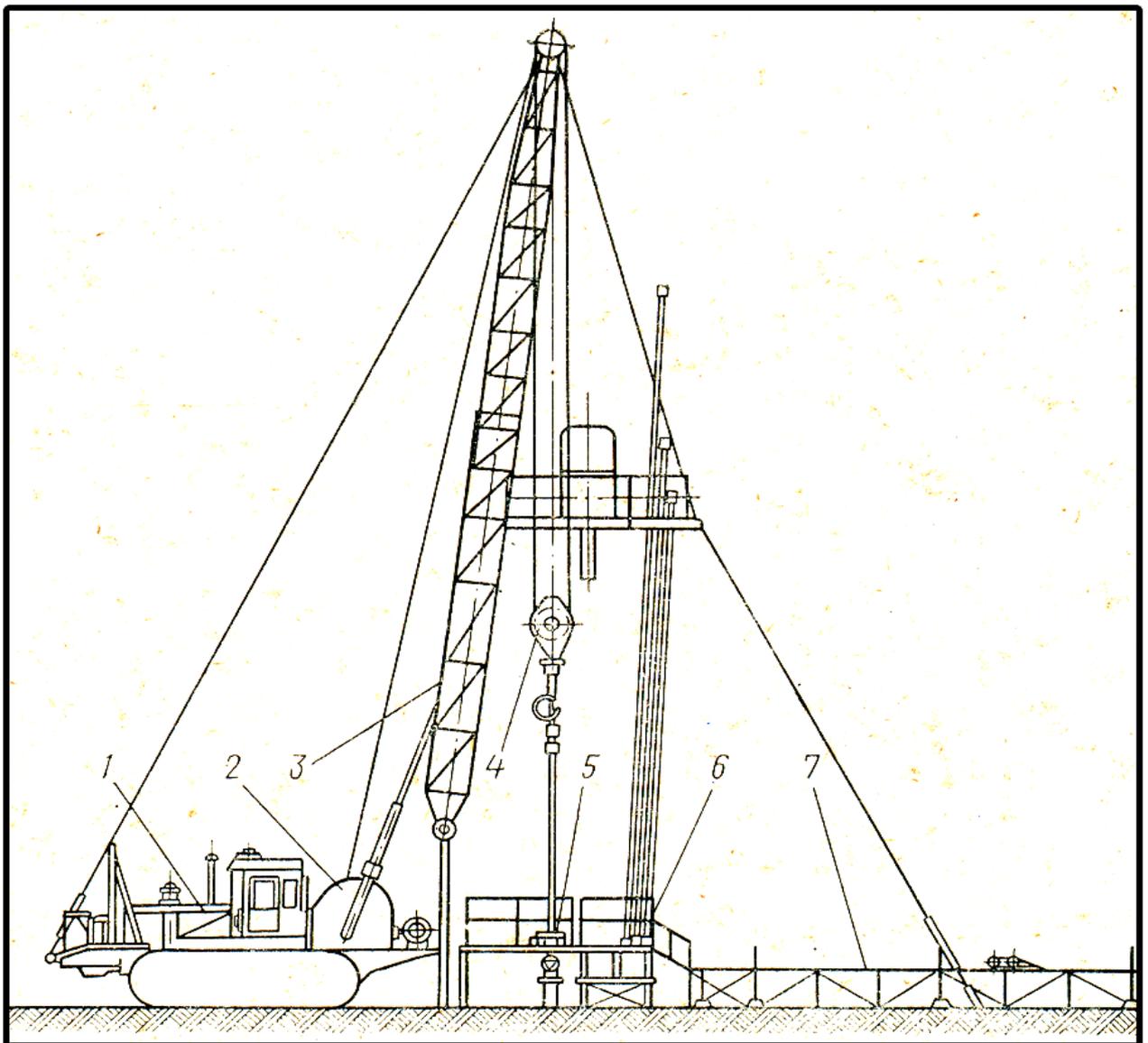


Рис. 3.14. Схема размещения оборудования при использовании стационарной вышки

1-подъемная лебедка; 2-канат; 3-направляющий ролик; 4-колонна труб; 5-элеватор; 6-штропы; 7-крюк; 8-талевый блок; 9-вышка; 10-кронблок; 11-мостики; 12-упор для трактора

буровые вышки, оставляемые на время эксплуатации в тех случаях, когда скважина расположена в труднодоступных местах, например, на площадках или эстакадах морских месторождений. В большинстве случаев при подземном ремонте в настоящее время используют временно устанавливаемые вышки, или мачты, или агрегаты с мачтой, поскольку коэффициент использования стационарных вышек весьма мал — порядка 2—3 %.

Наиболее рационально проведение подземного ремонта с помощью агрегатов, несущих вышку на себе (они будут рассмотрены в следующем параграфе).

Стационарно или временно устанавливаются башенные вышки и А-образные мачты. Последние легче при той же грузоподъемности и более удобны для размещения на площадке и используемого при подземном ремонте оборудования.

Перед началом эксплуатации вышки или мачты при очередном подземном ремонте ее следует тщательно осмотреть, обратив особое внимание на прямолинейность элементов, состояние сварных швов, балконов, лестниц, ограждений и оттяжек, затяжку болтовых соединений. Фундамент опор вышки или мачты не должен иметь трещин или коррозии. Все выявленные дефекты следует устранить до начала эксплуатации сооружения.

Для укладки труб и штанг, а также другого длинномерного внутрискважинного оборудования при проведении спуско-подъемных операций у вышки или мачты сооружают приемные мостки и стеллажи. Мостки могут быть стационарными, транспортироваться на полозьях с помощью тракторов, либо устанавливаться на колесном прицепе и т. п.

Вышка (рис. 3.14) оснащается талевой системой для передачи усилия от ходового конца каната, наматываемого на барабан лебедки, к крюку. Она позволяет увеличить усилие на крюке в несколько раз в соответствии с кратностью оснастки — по сравнению с усилием, развиваемым на ходовом конце каната. Одновременно с этим во столько же раз уменьшается скорость перемещения крюка. Талевая система состоит из кронблока, неподвижно устанавливаемого на верхней площадке вышки, подвешенного на канатах талевого блока с крюком и направляющего ролика, через который перебрасывают ходовой конец каната и служащего для направления каната на барабан лебедки.

В настоящее время выпускают кронблоки и талевые блоки с линейным расположением шкивов шести типоразмеров в двух исполнениях. Их основные детали унифицированы между собой. Грузоподъемность их составляет от 12,5 до 125 т.

Крюки, комплекующие талевые системы, изготавливают однорогими и трехрогими, все они подпружинены и снабжены подшипниками, обеспечивающими их вращение вокруг вертикальной оси. Грузоподъемности крюков соответствуют аналогичным характеристикам талевых блоков.

Неисправность талевой системы или плохой уход за ней могут привести к серьезным авариям и несчастным случаям. Перед началом эксплуатации талевой системы необходимо проверить степень износа канавок канатных

шкивов и легкость их вращения, надежность крепления всех узлов и кронблока к элементам вышки, наличие смазки в подшипниках и шарнирах, плавность поворота ствола крюка и работу его защелки. Одновременно при наружном осмотре необходимо убедиться в отсутствии трещин, вмятин и каких-либо других дефектов в деталях талевого системы. Необходимо своевременно смазывать детали пар трения талевого системы в соответствии с картой смазки.

Ротор при капитальном ремонте скважин предназначен для вращения колонны труб и удержания ее на весу. В капитальном ремонте применяют роторы, конструкции которых аналогичны конструкциям буровых роторов.

Например, ротор Р-560 включает стол, опирающийся на сферический роликовый подшипник, герметичный корпус, в котором располагается коническая передача, передающая вращение от ведущего вала к столу, фиксатор, позволяющий устанавливать стол неподвижно.

Привод ротора может осуществляться посредством цепной передачи, карданного вала или гидравлического привода, при этом гидравлический мотор устанавливают непосредственно на роторе, В зависимости от его марки мощность, передаваемая на колонну труб, изменяется в пределах 150—200 кВт.

Перед пуском ротора в работу необходимо убедиться в правильности его монтажа, надежности крепления, исправности зубчатой передачи и подшипников, исправности заделок крепления вкладышей. В процессе работы необходимо поддерживать необходимый уровень масла и своевременно заменять его, следить за температурой нагрева подшипников и исправностью стопорного устройства.

Вертлюг служит для соединения промывочного шланга, по которому от насосного агрегата подают технологическую жидкость, с ведущей трубой колонны бурильных труб. В подземном ремонте применяют вертлюги двух видов — промывочные ВП и эксплуатационные ВЭ.

Промывочный вертлюг подвешивают к элеватору таким образом, чтобы нагрузка, приложенная к нему, от труб передавалась на элеватор через сквозной ствол вертлюга, минуя его корпус, нагруженный только внутренним давлением закачиваемой жидкости. Зазоры между корпусом и стволом вертлюга герметизируют специальными уплотнениями.

Эксплуатационный вертлюг по своей конструкции аналогичен вертлюгам буровых установок; он состоит из двух основных частей: неподвижной, включающей в себя корпус, крышку, серьгу и отвод трубы, и подвижной — ствол вертлюга, установленный на двух радиальных и одном упорном подшипниках. Вертлюг подвешивают за серьгу к крюку талевого системы, а его ствол соединяют с ведущей трубой посредством резьбового соединения.

Перед соединением вертлюга с ведущей трубой следует проверить: плавность вращения ствола, надежность крепления его деталей, уровень масла, состояние уплотнений, штопа, пальцев корпуса вертлюга и отсутствие на них трещин.

В процессе эксплуатации особое внимание следует уделять температуре нагрева подшипников и степени затяжки уплотнения — при необходимости его следует отрегулировать.

Смазывают вертлюг в соответствии с картой-смазки в установленные сроки.

Промывочный шланг служит для соединения вертлюга со стояком, через

который поступает промывочная жидкость. В ряде случаев его соединяют с горизонтальной частью нагнетательного манифольда, а среднюю часть с помощью хомута подвешивают к вышке или мачте. Длина промывочных шлангов составляет 18 м, а внутренний диаметр изменяется от 38 до 90 мм. Концы шланга привулканизированы к штуцерам и надежно соединены с ними.

В процессе эксплуатации шланг должен быть обернут по спирали тросиком, исключая самопроизвольное перемещение концов шланга в случае его разрушения.

3.5. Агрегаты для ремонта нефтяных и газовых скважин

Для подземного ремонта скважин, не оборудованных стационарными вышками, применяют подъемные установки — агрегаты, представляющие собой смонтированные на транспортной базе лебедку, вышку с талевой системой и прочим оборудованием и инструментом. С их помощью при подземном ремонте на скважинах проводят операции, связанные со спуском или подъемом внутри-скважинного эксплуатационного оборудования, а также оборудования различного рода, используемого при проведении технологических операций. Когда скважина оборудована стационарной вышкой, применяют подъемные лебедки, смонтированные на транспортной базе.

Применяемые при подземном ремонте агрегаты подразделяют на агрегаты, предназначенные для текущего и капитального ремонтов. Последние обладают более высокой грузоподъемностью и помимо оборудования, предназначенного для текущего ремонта могут быть оборудованы также промывочным насосом, ротором, вертлюгом и другими устройствами для вращения колонны.

Лебедки подъемные

Эта группа агрегатов предназначена для приведения в действие талевой системы при спуско-подъемных операциях и в ряде случаев привода ротора во время работ по освоению, текущему и капитальному ремонтах скважин, оборудованных стационарными вышками.

Агрегат Азинмаш-43П (подъемник) предназначена для производства спуско-подъемных операций в процессе текущего ремонта скважин, не оборудованных стационарными вышками, свинчивания насосно-компрессорных труб и глубинно-насосных штанг, чистки песчаных пробок желонкой, свабирование скважин при намотке на барабан лебедки тартального каната. Это самоходная установка, в качестве транспортной базы которой используют гусеничный трактор Т-100МЗ или трактор-болотоход Т-100 МЗБГС, на котором смонтирована однобарабанная лебедка с коробкой передач. Вместимость барабана лебедки позволяет либо обеспечивать перемещение крюка талевой системы в пределах высоты вышки, либо наматывать тартальный канат длиной до 2300 м при диаметре 13 мм. Максимальное тяговое усилие каната 105 кН при скорости набегания его на барабан 0,88 м/с.

Подъемник имеет также цепное колесо для привода ротора, безопасную спиральную катушку и шкив под клиновой ремень привода катушки с тартальным канатом.

Привод оборудования подъемника — от тягового двигателя трактора Д-

108 мощностью 80кВт. Управление агрегата электропневматическое, переключение скоростей электромеханическое. Все органы управления сосредоточены в кабине машиниста.

При работе в ночное время подъемник обеспечивает освещение рабочей площадки двумя поворотными фарами, а освещение лебедки и кабины водителя — специальными светильниками.

В процессе работы лебедки вращающий момент, развиваемый двигателем, передается валом коробки отбора мощности от коробки скоростей к реверсивному редуктору, служащему для оперативного изменения направления вращения барабана лебедки, т. е. направления движения крюка талевой системы или тартального каната.

Реверсивный редуктор включает три конические шестерни, находящиеся в постоянном зацеплении и соединяемые с ведомым валом при помощи кулачковых муфт. На его ведущем валу установлены ведущие шестерни коробки передач, находящиеся в постоянном зацеплении с шестернями промежуточного вала. Эти шестерни соединены с валом также с помощью кулачковых муфт. Аналогичным образом промежуточный вал кинематически связан с ведомым двумя парами шестерен и кулачковыми муфтами.

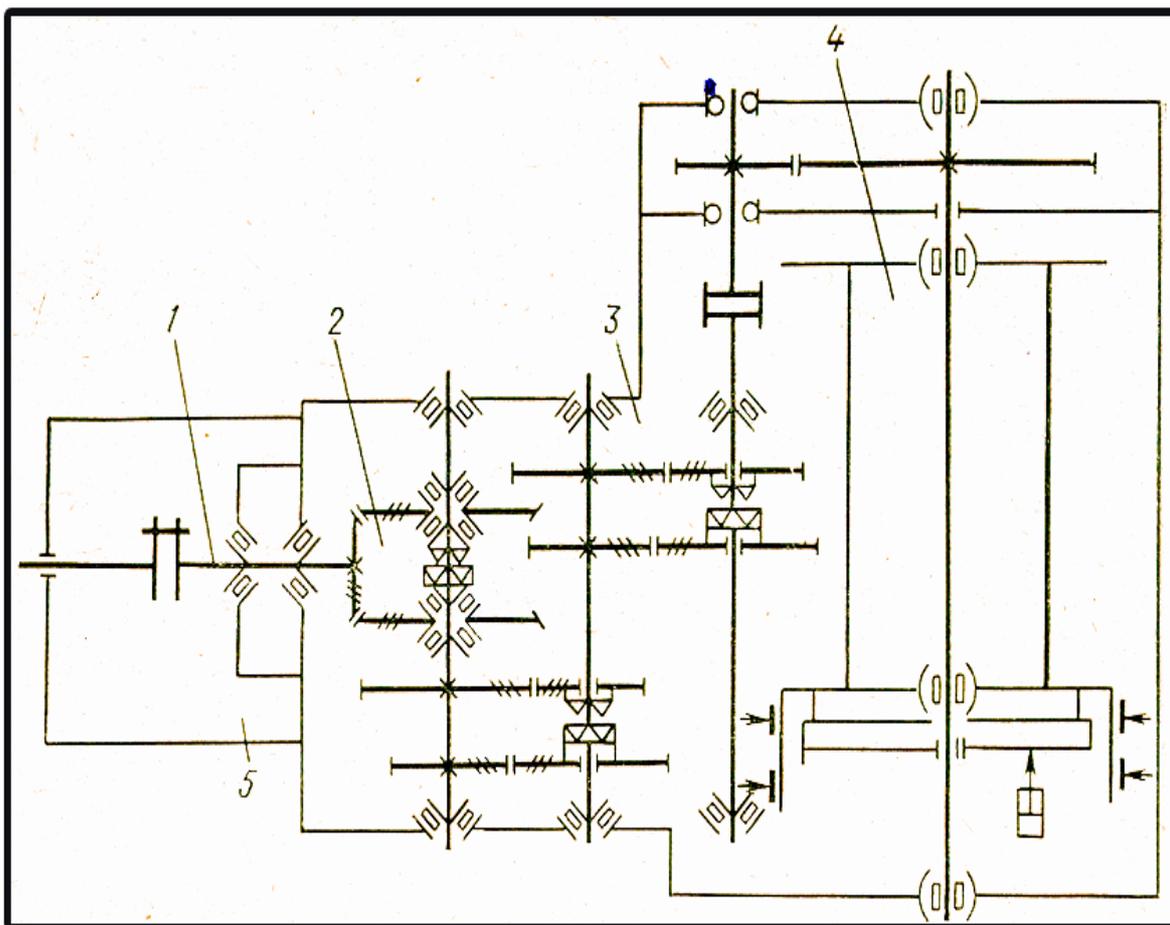


Рис. 3.15. Кинематическая схема агрегата Азинмаш-43П:

1-ведущий вал; 2-реверсивный редуктор; 3-коробка передач; 4-лебедки; 5-коробка скоростей трактора

Ведомый вал соединен зубчатой передачей с валом, на котором установлен барабан лебедки. Для передачи крутящего момента от вала к

барабану служит муфта сцепления с пневматическим управлением, расположенная внутри тормозного шкива барабана. Для торможения барабана служат две тормозные ленты, охватывающие тормозной шкив.

Коробка передач служит для более полного использования мощности двигателя и позволяет по мере уменьшения нагрузки на крюк талевой системы в процессе подъема колонны труб увеличивать скорость их подъема.

Лебедка ЛПТ-8, смонтированная на тракторе Т-130 (рис. 3.16), снабжена безопасной катушкой и механизмом привода ротора. Привод агрегата от ходового двигателя. От Азинмаш-43П она отличается компоновкой: для облегчения доступа к

ее основным узлам, прицепному устройству трактора, узлам его ходовой части коробка передач вынесена и размещена на задней стенке станины лебедки.

Внутри кабины трактора у передней стенки располагается управление ходовой частью, а у задней — пульт и рычаги управления механизмами подъемника.

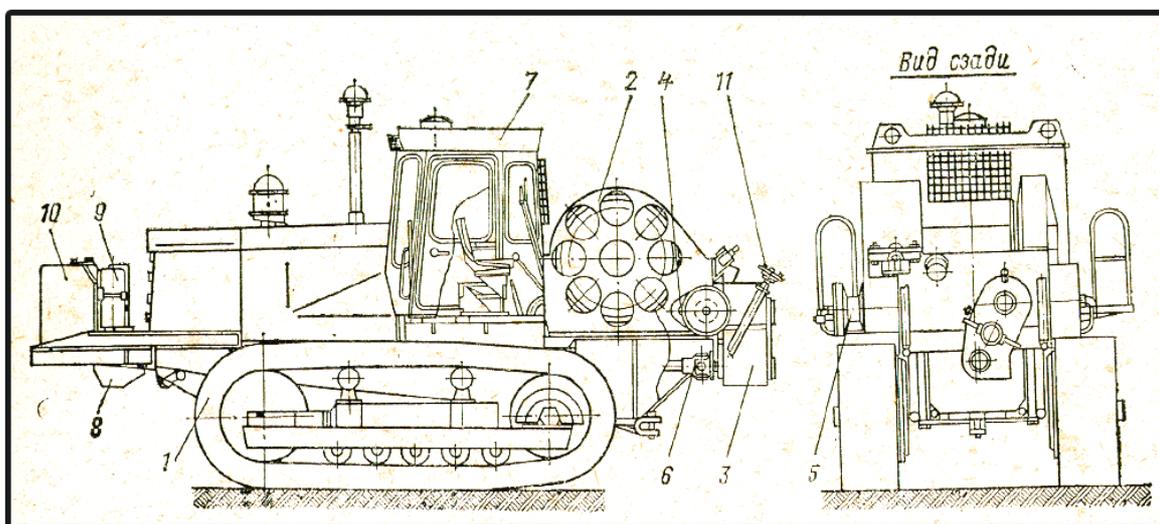


Рис. 3.16. Лебедка подъемная ЛПТ-8:

1—рама; 2-топливный бак; 3-воздушные баллоны; 4-компрессор; 5-пульт управления; 6-лебедка; 7-карданный вал; 8-консольная рама; 9-коробка передач; 10-безопасная катушка; 11-механизм привода ротора; 12-съемная лестница

Кинематическая схема подъемника ЛПТ-8 (рис. 3.17) включает коробку отбора мощности трактора, коробку передач лебедки, барабана лебедки и приводы безопасной катушки и ротора. Крутящий момент от коробки отбора мощности передается карданным валом к ведущему валу коробки скоростей. Коробка передач трехвальная, скорости переключают введением в зацепление необходимыми муфтами. Ведомый вал коробки скоростей кони-

ческой передачей соединен с ведущим валом лебедки. От него с помощью зубчатой передачи крутящий момент передается ведомому валу, жестко соединенному с барабаном лебедки. Барабан лебедки отключают с помощью фрикциона, расположенного на ведущем валу лебедки.

Ведущий вал лебедки с помощью кулачковой муфты может быть соединен через редуктор с безопасной катушкой.

Тормоз лебедки однобарабанный. В лебедку встроен механизм противозатаскивателя, обеспечивающий остановку крюкоблока при

достижении им крайнего верхнего положения. После оснастки талевого системы гайку устанавливают на винте таким образом, чтобы при подходе крюкоблока к крайнему верхнему положению давался сигнал на выключение лебедки. Кинематическая схема подъемника ЛПТ-8 приведена на рис. 3.15.

Безопасная катушка включается и выключается кулачковой муфтой, муфта сцепления барабана лебедки при этом выключена, а сам барабан заторможен.

Лебедка ЛПР-10Э предназначена для ведения работ на скважинах, расположенных на эстакадах или отдаленных морских основаниях. Все узлы лебедки смонтированы на неподвижной раме — два электродвигателя, соединенные со спаривающим их редуктором шинно-пневматическими муфтами, четырехскоростная коробка передач, барабан лебедки, кабина управления, шкафы с электрооборудованием. Помимо этого имеется гидравлическая станция, обеспечивающая работу гидрофицированных узлов: гидроприводной лебедки, предназначенной для механизации вспомогательных работ, автомата АПР-ГП с гидроприводом для свинчивания-развинчивания колонны насосно-компрессорных труб, гидравлического подвесного ключа КГП для бурильных труб с гидравлическим раскрепителем.

Техническая характеристика подъемников Азинмаш-43П, ЛПТ-8, ЛПР-10Э приведены в табл. 3.5.

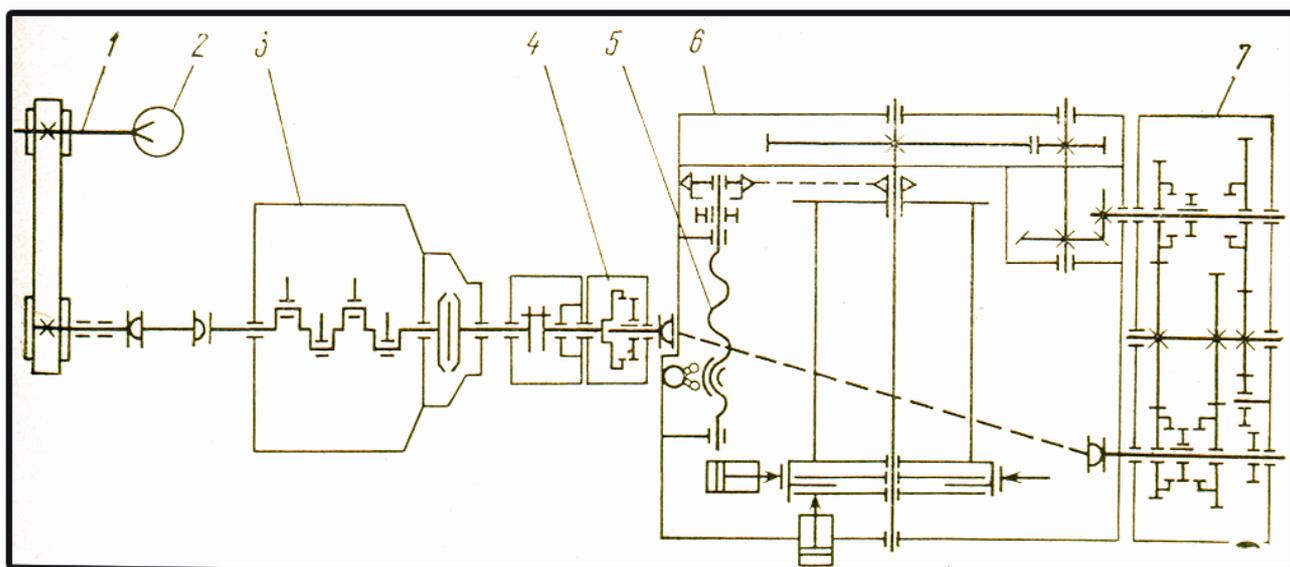


Рис. 3.17. Кинематическая схема подъемника ЛПТ-8

1-компрессор; 2-гидравлический двигатель; 3-двигатель; 4-коробка отбора мощности; 5-ограничитель подъема талевого блока; 6-лебедка; 7-коробка передач

Таблица 3.5.

Техническая характеристика подъемников

Показатели	Подъемник		
	Азинмаш-43П	ЛПТ-8	ЛПР-10Э
Наибольшее тяговое усилие на набегавшем конце каната, тс	7,5	8,5	10,0
Диапазон скоростей набегавшего конца каната, м/с	0,9-4,0	1,12-5,36	1,5-7,2
Привод лебедки от двигателя	T-100M3	I-130	Два электродвигателя
Мощность привода, л.с.	108	160	204 (150 кВт)
Емкость барабана лебедки (при диаметре каната 15 мм), м	2000	2000	2200
Число тормозного шкива	1	2	2
Диаметр тормозного шкива, мм	1000	1000	1120
Тормозные ленты: число ширина, мм	2 120	2 160	2 160
Фрикционный материал	Медноасбестовая плетенка	Ретинакс	Ретинакс
Габаритные размеры длина ширина высота	5950 2680 3100	6440 2750 3000	7000 2850 2180
Масса, кг	16400	18600	12500

Установки подъемные

Эти установки (агрегаты) помимо лебедки и дополнительного оборудования и инструмента снабжены вышкой, которая во время транспортировки укладывается в горизонтальное положение, а при работе на скважине переводится в наклонное с незначительным отклонением от вертикали. В рабочем положении вышка установки расчаливается.

На нефтепромыслах Западного Казахстана все еще широко используется агрегат Азинмаш-37А, смонтированный на шасси грузового автомобиля высокой проходимости и его тракторная модификация Азинмаш-43А, смонтированный на базе трактора. Ряд основных узлов и деталей этих установок унифицирован — вышка, талевая система и т. п., аналогичны и их характеристики. Привод установок осуществляется от тяговых двигателей. Обе установки комплектуются автоматами АПР для свинчивания и развинчивания труб и ключом АШК для работ со штангами.

Помимо этих установок на промыслах используются агрегаты А-50,

УПА-60, А2-32К, УБВ-000 и др.

Установки, смонтированные на тракторах, предназначены прежде всего для обслуживания скважин, расположенных на сильно пересеченной, заболоченной местности, площадках морских эстакад и в местах, где подъезд к скважине и маневрирование около нее затруднены.

При использовании установок, смонтированных на гусеничном ходу, на промыслах с хорошей сетью дорог и большими расстояниями между скважинами неизбежны значительные потери времени, зачастую соизмеримые со временем проведения подземного ремонта. Поэтому в таких районах предпочтительнее использование установок, смонтированных на автомашинах.

Установка Азинмаш-37А (рис. 3.20) включает в себя следующие основные узлы: механизм отбора мощности, коробку перемены передач, однобарабанную лебедку, вышку с талевой системой, переднюю и заднюю опоры вышки, кабину машиниста.

Установка снабжена двухсекционной телескопической вышкой, которая в рабочем положении имеет расстояние от уровня площадки, на которой располагается агрегат, до оси кронблока 18 м и позволяет поднимать трубы с максимальной длиной до 12,5 м. Подъем (спуск) телескопической вышки из транспортного положения в рабочее осуществляется с помощью гидравлических цилиндров, а выдвигание секции вышки – специальной гидроприводной лебедкой.

Оснастка талевой системы четырехструнная 3Х2, обеспечивает максимальную грузоподъемность на крюке 32 т при включенной первой скорости коробки передач.

Кинематическая схема (рис. 3.20) включает в себя коробку отбора мощности, смонтированную на коробке скоростей тягового двигателя автомобиля и соединенную карданным валом с коробкой скоростей лебедки. Она имеет три скорости, на которых производится подъем крюка талевой системы, и одну — для его спуска. Шестерни коробки скоростей находятся в постоянном зацеплении, переключение обеспечивается включением муфт, расположенных на ведомом валу.

Промежуточный вал лебедки соединен муфтой сцепления с насосом гидравлической системы, обеспечивающей привод трубного ключа или привод вспомогательной лебедки, служащей для выдвигания секции вышки.

Установка Азинмаш - 43А (рис. 3.19) включает в себя следующие основные узлы: механизм отбора мощности и коробку перемены передач, выполненные заодно и установленные у задней стенки кабины трактора, однобарабанную лебедку, механизмы управления, размещенные в кабине тракториста.

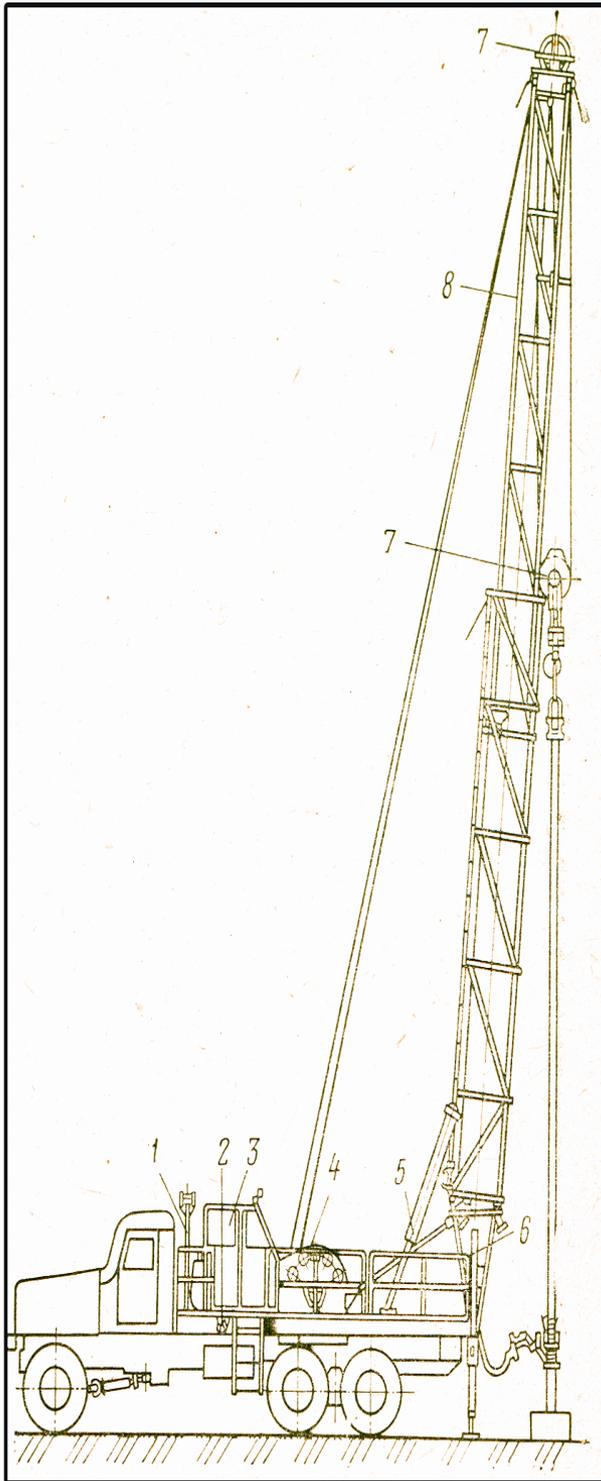


Рис. 3.18. Агрегат Азинмаш-37А;
 1-передняя опора; 2-трансмиссия с
 коробкой передач; 3-кабина оператора; 4-
 лебедка; 5-гидроцилиндр подъема вышки;
 6-задняя опора; 7-талевае систем; 8-вышка

Перед двигателем трактора на специальной консоли располагается привод насосов гидравлической системы агрегата — редуктор и муфта сцепления. Вышка и талевая система аналогичны описанным выше входящим в состав установки Азинмаш-37А. Коробка скоростей агрегата четырехскоростная, на первой скорости обеспечивает максимальное усилие на крюке 28 т. Хорошая устойчивость установки позволяет ремонтировать неглубокие скважины при отсутствии ветра без использования оттяжек - это сокращает время подготовительно-заключительных операций.

Установка «Бакинец - 3М», смонтированная на гусеничном тракторе Т-100МЗ, включает коробку перемены передач, однобарабанную лебедку, телескопическую вышку с талевой системой, систему управления агрегатом и укомплектована ключами для свинчивания и развинчивания труб и штанг. Общая компоновка установки соответствует компоновке Азинмаш-43А, но конструктивное исполнение основных узлов различно: так, например, в «Бакинец-3М» подъем вышки из транспортного положения в рабочее осуществляется с помощью кулисного механизма. Талевая система имеет оснастку 4х3 и позволяет поднимать трубы с максимальной длиной 12 м. Максимальная грузоподъемность при шестиструнной оснастке 32 т, при семиструнной — 37 т.

Привод установки осуществляется от ходового двигателя — четырехцилиндрового дизеля мощностью 79 кВт, коробка перемены передач лебедки четырехскоростная.

Помимо перечисленных в настоящее время начат серийный выпуск подъемных тракторных установок УПТ1-50. Она состоит из следующих основных узлов: коробки передач, однобарабанной лебедки, вышки с талевой системой и опорами, гидравли-

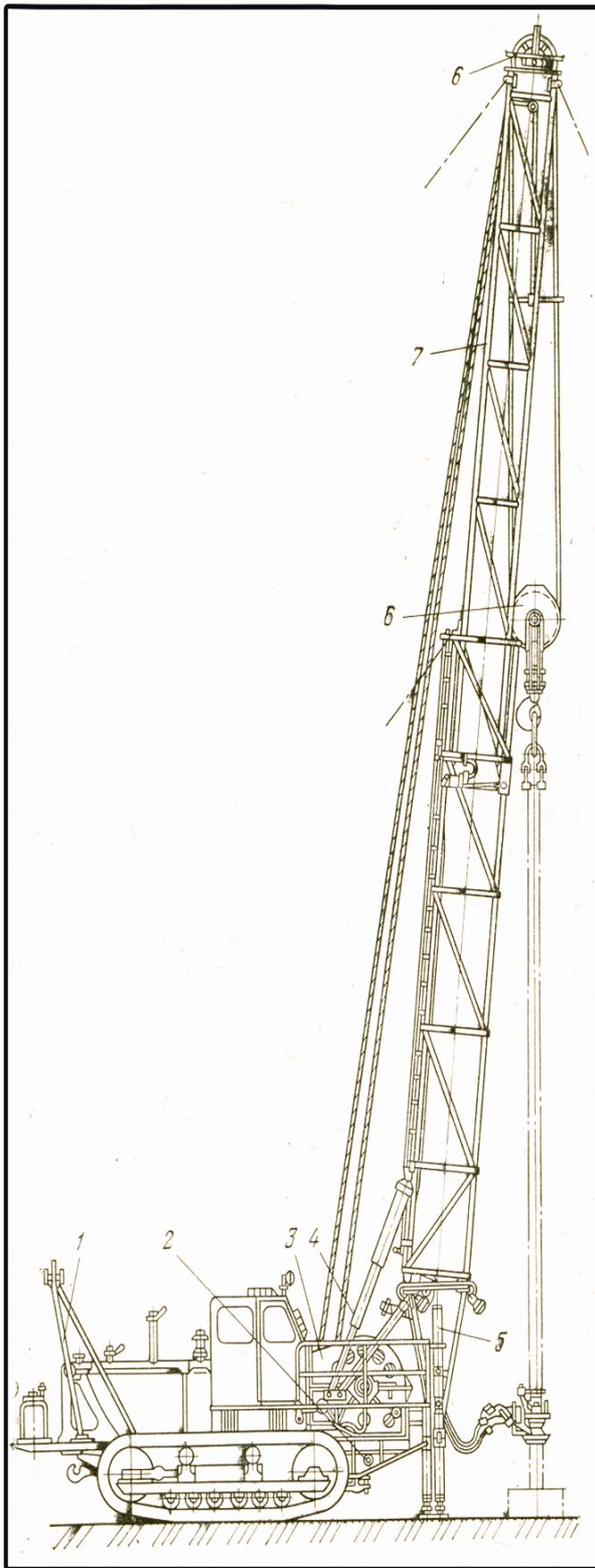


Рис. 3.19. Агрегат Азинмаш-43А:

1-передняя опора; 2-коробка перемены передач; 3-лебедка; 4-гидроцилиндр; 5-задняя опора; 6-талева́я система; вышка

ческой, пневматической и электрической систем управления, узла привода ротора и других вспомогательных механизмов. Эти узлы смонтированы на базе трактора Т-1301-Г-1. При установке и снятии вышки управление осуществляется с ручного выносного пульта, а при спуско-подъемных операциях — из кабины водителя. Общая компоновка основных узлов установки соответствует компоновке агрегата Азинмаш-43А. Агрегат УПТ1-50 характеризуется более высокими основными параметрами, в частности: высота от земли до оси, кронблока 19 м, грузоподъемность 50 т и т. д. Самоходный агрегат А-50М (рис. 3.21) предназначен для ремонта, освоения и выполнения комплекса работ по ликвидации аварий нефтяных, газовых и нагнетательных скважин. Все механизмы агрегата, кроме промывочного насоса, смонтированы на автошасси "Татра" или КраЗ-65101 с подогревателем типа ПЖД-44-П. Буровой насос НБ-125 смонтирован на прицепе типа 710Б или СМ-38326. Привод механизмов агрегата на автошасси КраЗ-65101 - от ходового двигателя ЯМЗ-238М2. Привод навесного оборудования агрегата и насосного блока осуществляется от двигателя автомобиля через коробку скоростей, раздаточную коробку, коробку отбора мощности и раздаточный редуктор. От раздаточного редуктора вращение передается буровому насосу и редуктору масляным насосом, питающим гидромотор привода ротора и гидроцилиндры подъема вышки. На вышке размещены подвески ключа и бурового рукава, соединенного с буровым насосом при помощи манифольда. При необходимости к талевому блоку может быть подвешен вертлюг с квадратной штангой.

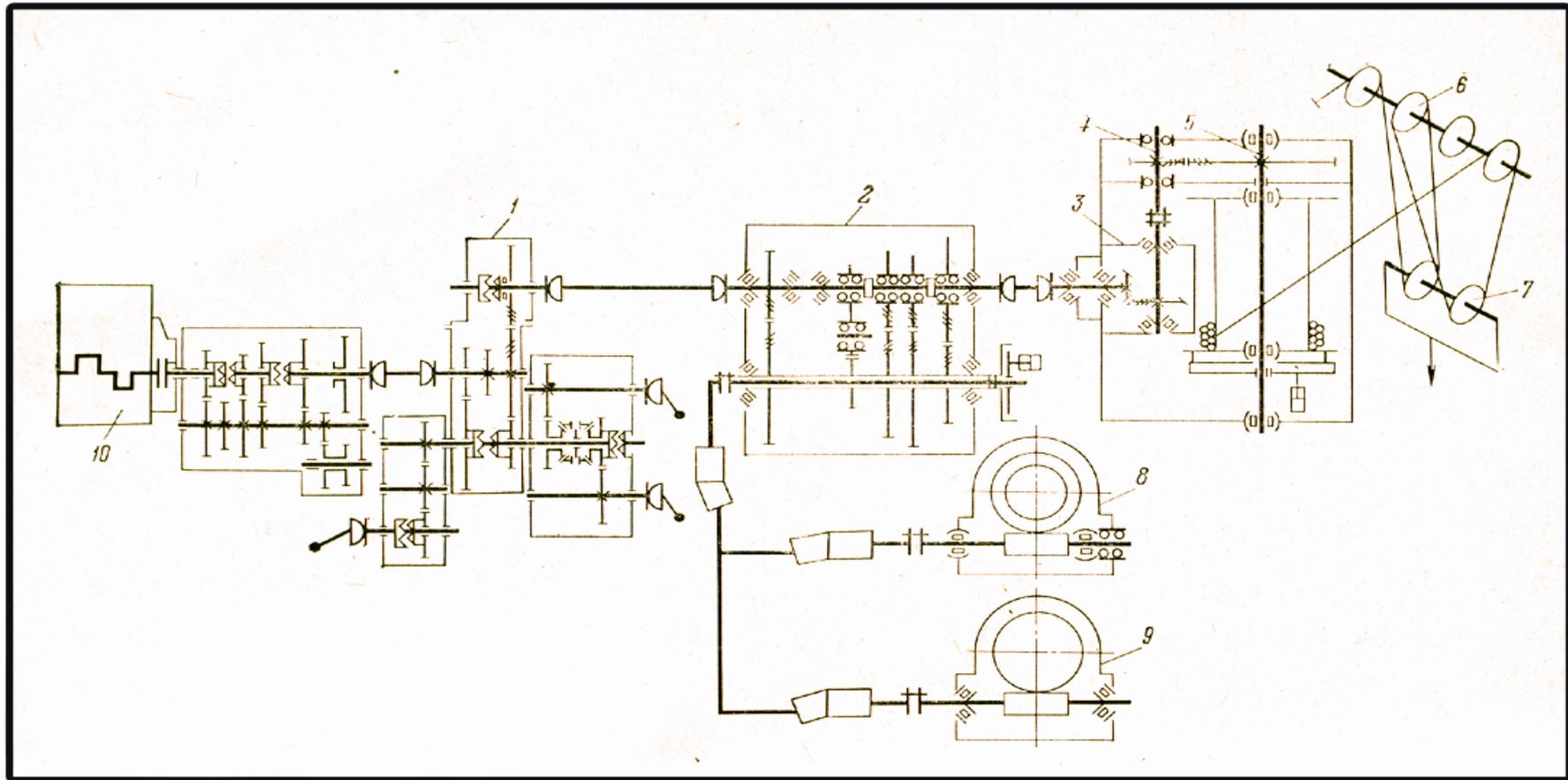


Рис.3.20. Кинематическая схема агрегата Азинмаш-37А:

1-коробка отбора мощности; 2-коробка скоростей; 3-конический редуктор; 4-приводной вал; 5-вал барабана лебедуи; 6-кронблок; 7-талевый блок; 8-трубный ключ; 9-привод лебедки выдвижения вышки; 10-двигатель;

Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса, закрепленного на "мертвом" конце талевого каната.

Цепные передачи на подъемный вал барабана лебедки включаются шинно-пневматическими муфтами. Трансмиссионный вал с помощью цепных передач, включаемых шинно-пневматической и зубчатой муфтами, передает две скорости вращения промежуточному валу бурового ротора. Ввиду того, что раздаточный редуктор агрегата получает от коробки отбора мощности две скорости вращения, гидроротор и буровой насос также имеют две скорости вращения. Подъем и опускание вышки производится при работе автомобиля на первой передаче и при одном включенном маслonaсосе.

Комплекс оборудования КОРО-80 предназначен для освоения и капитального ремонта скважин глубиной до 5000 м. С его помощью можно осуществлять спуско-подъемные операции с насосно-компрессорными и бурильными трубами, разбуривание цементных мостов, ловильные работы, фрезерование, нагнетание в скважину различных технологических жидкостей, исследование скважин.

Комплекс состоит из трех блоков: самоходной подъемной установки УПА-80, смонтированной на четырехосном автомобиле высокой проходимости МАЗ-537, насосного блока БНП-15Гр, смонтированного на двухосном прицепе МАЗ-8926, передвижных мостков МПП-80 с рабочей площадкой и инструментальной тележкой, смонтированных на пневмоколесном ходу. В комплекс входит также малогабаритный ротор Р-360, вертлюг, ключи для работы с насосно-компрессорными и бурильными трубами.

Подъемная установка УПА-80 включает однобарабанную лебедку с механическим и электромагнитным тормозом, телескопическую вышку с талевой системой, имеющей оснастку 4Х5 и обеспечивающей максимальную грузоподъемность на крюке 80 т (рис.3.22).

Наибольшая длина поднимаемой свечи—19 м. В рабочем: положении вышка расчаливается четырьмя оттяжками.

Привод лебедки и других агрегатов осуществляется от автомобильного двигателя мощностью 386 кВт. Управление всеми агрегатами сосредоточено в кабине машиниста, расположенной у лебедки.

Насосный блок БНП-15 Гр включает в себя поршневой насос 15 Гр с манифольдом и две мерные емкости. Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала лебедки с помощью специального карданного вала. Максимальная мощность, потребляемая насосом, составляет 169 кВт, наибольшие развиваемое давление 40 МПа, подача жидкости 16 л/с.

Передвижные приемные мостки представляют собой колесный прицеп, при установке

которого в рабочее положение колеса убираются, а мостки своими полозьями упираются в грунт. На мостки можно укладывать трубы длиной до 16 м, вместимость мостков при работе с 73-мм НКТ составляет 4500 м.

Общая масса комплекта оборудования КОРО-80 составляет 69 т.

При эксплуатации агрегатов подземного ремонта скважин следует обращать внимание на правильность установки агрегата относительно устья скважины, правильность оснастки и работы талевой системы, техническое состояние основных узлов.

Правильность установки агрегата проверяют подъемом ненагруженного талевого блока на полную высоту вышки, одновременно

контролируют работу талевого системы — ходовой конец должен быть пропущен через оттяжной ролик, а на барабане лебедки должно быть не менее восьми-деяти нерабочих витков каната. В процессе подъема крюка навивка каната на барабан лебедки должна быть плотной и ровной.

При эксплуатации агрегата каждый раз перед началом работ необходимо проверять состояние его основных узлов, их крепление, регулировку и степень износа. Последнее относится прежде всего к фрикционным муфтам и тормозным устройствам агрегата. По мере износа фрикционных накладок следует производить регулировку этих узлов. Кроме того, в соответствии с инструкцией по эксплуатации установок производится профилактическое обслуживание их агрегатов и узлов.

Таблица 3.6

Технические характеристики агрегатов для ремонта скважин

Параметры	Тип установки		
	A2-32	AP-60	A-50M
Грузоподъемность на крюке, кН: номинальная максимальная	320	600	600
Наибольшая глубина скважин, м при ремонте и освоении: трубы диаметром 89 мм трубы диаметром 73 мм	1800 2500	3500 5000	3000 4200
Диапазон скоростей подъема крюка, м/с	0,18-2,03	0,19-1,60	0,19-1,44
Суммарная мощность привода основных механизмов установки, кВт: буровой лебедки ротора буровых насосов	165 165 -	220 220 160	176 176 875
Оснастка талевого системы	2x3		
Диаметр каната, мм	22, 13,5, 15	25	25
Мощность бурового насоса, кВт	-	110	100
Наибольшее рабочее давление, МПа	-	32	16
Наибольшая подача, дм ³ /с		22	23,5
Длина свечи, м	12 (горизонтальная укладка)	16	16
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	-	410	142
Тип вышки	Телескопическая двухсекционная наклонная		

Угол наклона вышки в рабочем положении	4°36'	6°	6°
Высота мачты от земли до оси кронблока, м	-	22	22,4
Высота пола рабочей площадки, м	-	1,2-2,5	-
Монтажная база	Урал-4320	КрА3-65101	
Масса установки	18680	26000	35540

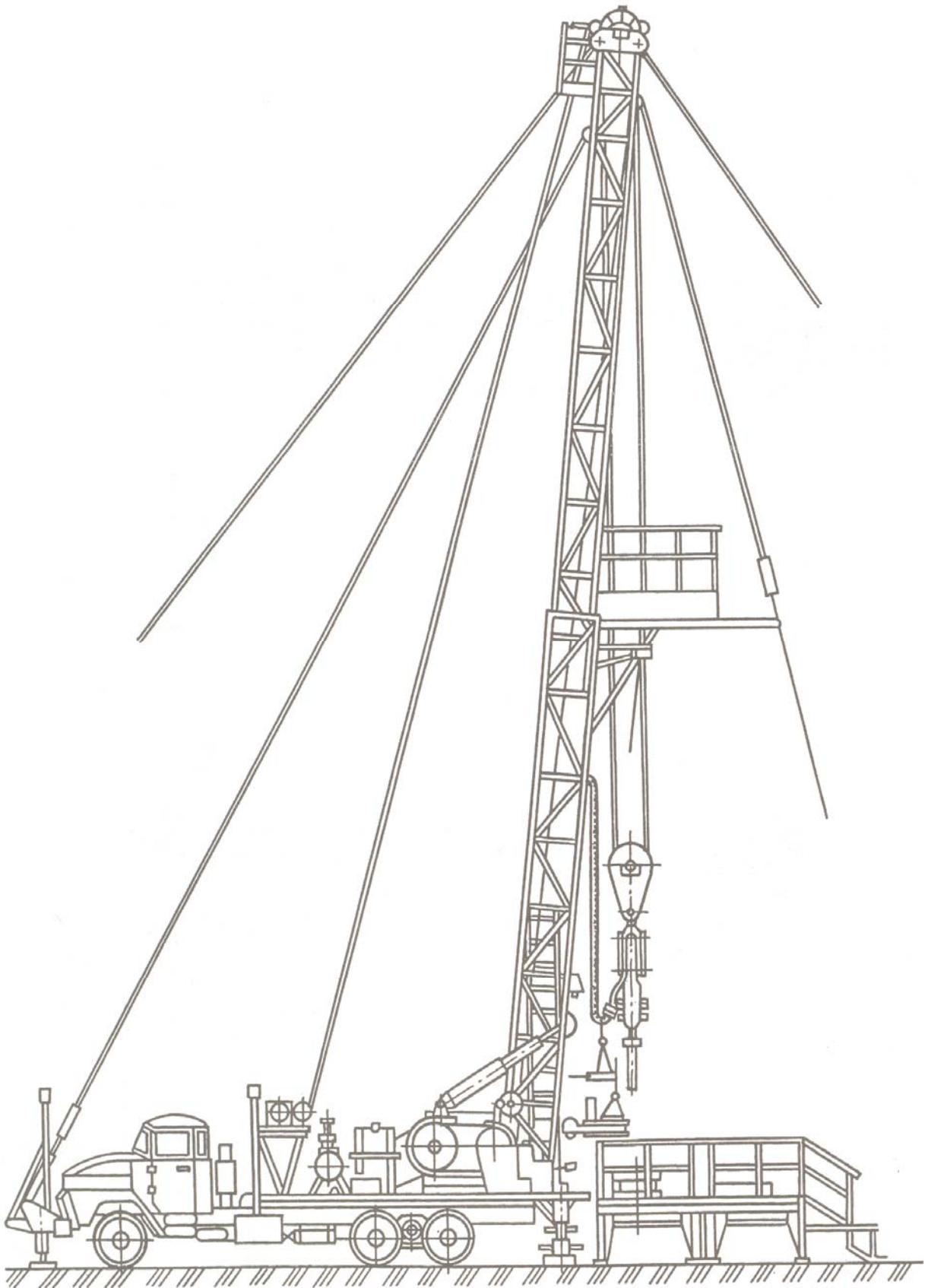


Рис. 3.21. Агрегат А-50МБ

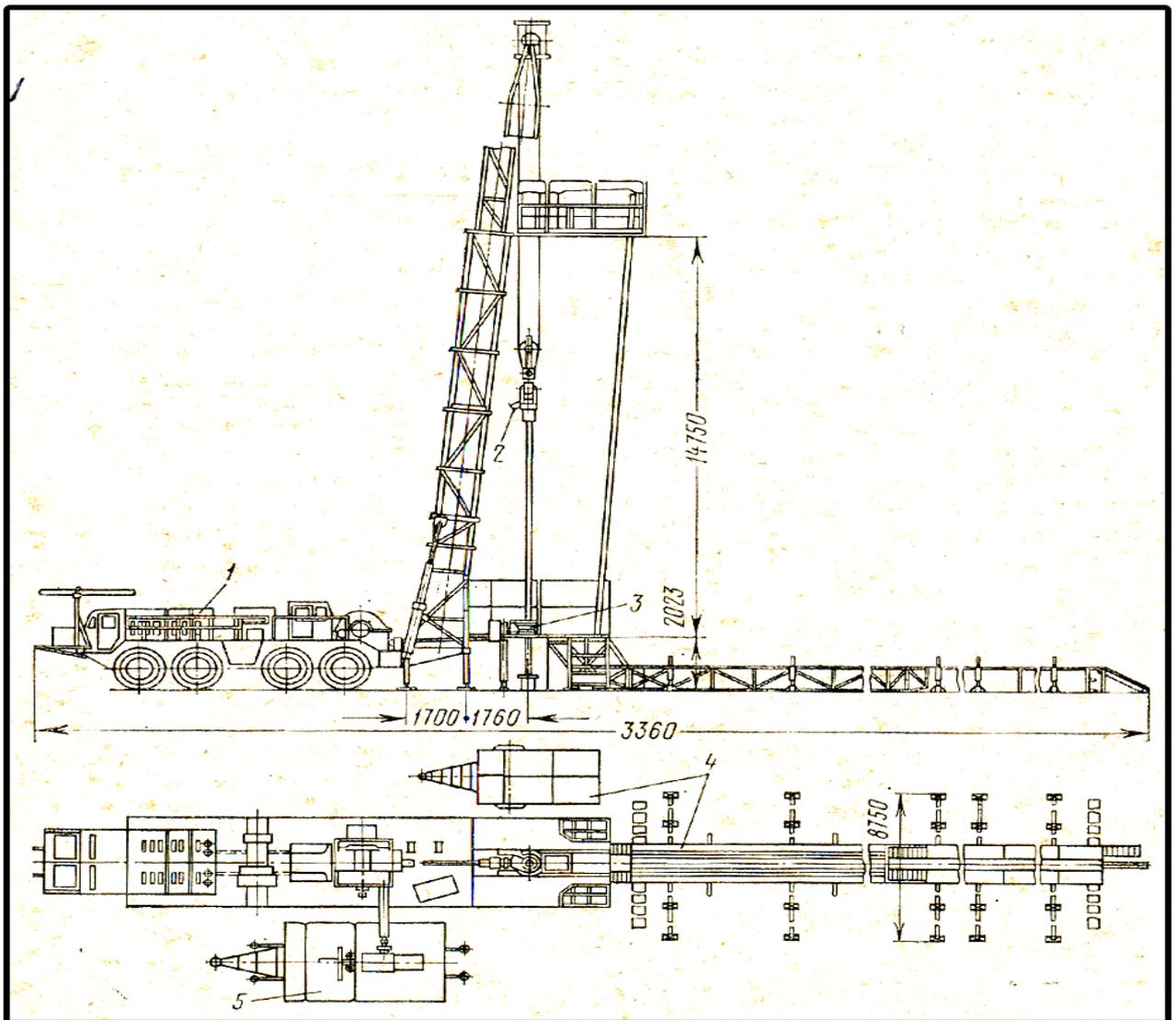


Рис. 3.22. Комплекс оборудования КОРО-80

3.6. Агрегаты для гидроразрыва, гидropескоструйной перфорации и солянокислотной обработки

Работы, связанные с воздействием на призабойную зону пласта, промывкой скважин и т.п., предполагают закачку в определенном порядке технологических жидкостей (водоцементной смеси, воды или нефти, раствора кислоты) под большим давлением со значительным расходом. Для этих целей применяются насосные агрегаты и стационарные насосы.

Агрегат Азинмаш-32М предназначен в основном для нагнетания воды или нефти в скважину при промывке ее от песчаных пробок, а также различного рода промывочно-задавочных операциях.

Оборудование агрегата смонтировано на гусеничном тракторе Т-100М и включает узел отбора мощности, коробку передач, цепную передачу, насос ИПП-160, манифольд и механизмы управления.

Узел отбора мощности предназначен для передачи крутящего момента от вала коробки отбора мощности трактора к первичному валу коробки передач 4КП. В узел входит вал с соединительной муфтой и карданным валом.

Коробка передач четырехскоростная, состоит из первичного, промежуточного и выходного валов, на которых установлены прямозубые шестерни. Перемена передач осуществляется перемещением муфт, находящихся на выходном валу. Валы установлены на конических подшипниках, шестерни и подшипники смазываются разбрызгиванием из общей масляной ванны. Коробка передач обеспечивает следующие передаточные числа: 3,71; 2,54; 1,67; 1,1.

Крутящий момент от коробки передач к насосу передается с помощью цепной передачи, звездочки которой установлены на ведомом валу коробки и трансмиссионном валу насоса. Передаточное отношение—1,28. Цепная передача находится в герметическом кожухе, нижняя часть которого выполняет функции картера.

Насос 1НП-160 трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия. Его конструкция в общих чертах схожа с конструкцией насоса 4Р-700 и отличается только нижним расположением трансмиссионного вала. Клапаны насоса тарельчатые, плунжеры хромированные, диаметр и ход равны 130 мм.

Подача насоса и давления, соответствующие им, развиваемые агрегатом при частоте вращения коленчатого вала двигателя 850 мин⁻¹, приведены в табл.3.5.

Агрегат снабжен приемным рукавом из прорезиненной ткани, соединенным с приемным коллектором насоса. Напорная линия включает в себя пробковый и контрольный краны, трубопровод с быстросборными соединениями. Напорная линия соединена с воздушным колпаком, снабжена предохранительным клапаном. Давление в ней контролируется манометром.

Дальнейшим совершенствованием агрегата является установка промывочная УН1Т-100Х200 (рис. 3.18), отличающаяся от агрегата Азинмаш-32М более высокими давлениями и подачами насоса, возможностью применения его при низких температурах окружающего воздуха за счет обогрева гидравлической части насоса выхлопными газами двигателя.

Таблица 3.7

Технические данные насоса 1НП-160

Скорость	I	II	III	IV
Число двойных ходов, мин ⁻¹	37,7	58	88,2	134
Подача насоса, л/с	3,16	4,61	7,01	10,15
Давление, МПа	16	10,9	7,2	4,3

Установка смонтирована на тракторе Т-130, привод насоса осуществляется от тягового двигателя дизеля Д-130 при частоте вращения вала 1070 мин⁻¹. В ней используется трехплунжерный насос с горизонтальным расположением цилиндров одинарного действия НП-100ХЛ1. Диаметр плунжеров и длина их хода—125 мм, наибольшее число двойных ходов в минуту—168.

Привод насоса осуществляется посредством коробки отбора мощности, карданного вала, коробки передач и цепного редуктора. Передаточные числа коробки: 3,71; 2,54; 1,67; 1,10; цепной передачи—1,28; зубчатой передачи насоса—4,5. Двигателем и трансмиссией управляют из кабины водителя. Установка укомплектована всасывающим, нагнетательным и вспомогательным трубопроводами.

Агрегат Азинмаш-35 предназначен для промывки песчаных пробок, а также для нагнетания жидкости в скважину при промывочных работах во время подземного ремонта скважин. Агрегат выпускают в двух модификациях, обозначенных соответственно Азинмаш-35А и 35Б. Последняя отличается тем, что на ней устанавливают мерный бак вместимостью 3 м³, а приемная линия поздняя линия позволяет закачивать жидкость как из мерного бака установки, так и из других источников.

Агрегат смонтирован на шасси автомобиля ЗИЛ-130 и включает в себя насос, трансмиссию, мерный бак и манифольд. В агрегате используется трехплунжерный насос с горизонтальным расположением цилиндров одинарного действия ГНП-160. Он унифицирован с насосом 2НП-160 и отличается от него большим числом двойных ходов, конструкцией всасывающих, нагнетательных клапанов и приемным коллектором.

Привод насоса осуществляется от тягового двигателя автомобиля мощностью 110 кВт при 2500 мин⁻¹ через коробку отбора мощности, первичный вал которой приводится в действие карданным валом, связанным с вторичным валом коробки передач автомобиля. Подачу насоса изменяют переключением скоростей коробки передач автомобиля. Первую скорость при этом не используют. Агрегатом Азинмаш-35Б управляют либо с пульта управления, размещенного на платформе, либо с пульта, находящегося в кабине водителя; агрегатом Азинмаш-35А — только из кабины водителя.

Нагнетательный трубопровод манифольда имеет диаметр 50мм, приемный—100 мм. Напорная линия снабжена угловым рабочим и контрольными кранами, манометром, предохранительным клапаном. Напорный патрубок насоса соединяется с напорной линией при помощи гибких металлических сочленений.

Таблица 3.8

Технические характеристики насоса НП-160

Скорость	I	II	III	IV
Число двойных ходов, мин ⁻¹	50,2	89,5	140	206
Подача, л/с	4,32	7,73	12,05	17,75
Давление, МПа	16-20	11	7	4,7

Агрегат УН-450Х700 (4АН-700) (рис. 3.23) предназначен для нагнетания различных жидких сред в скважину при гидроразрыве пласта, гидropескострйной перфорации. Он смонтирован на грузовом автомобиле КрАЗ-65101 и состоит из следующего оборудования: силовой установки, коробки передач, насоса ЗПН-700, манифольда и систем управления. На раме автомобиля они размещены следующим образом: непосредственно за кабиной водителя находится силовая установка агрегата — V-образный двенадцатицилиндровый четырехтактный дизель с непосредственным впрыском топлива и наддувом воздуха.

Манифольд агрегата состоит из приемной и нагнетательной линий. Приемный трубопровод оборудован трехходовым пробковым краном, позволяющим соединять насос с двумя источниками. На нагнетательном трубопроводе установлен манометр с разделителем и предохранительный клапан. В транспортном положении части разобранного трубопровода устанавливаются на стеллаж.

Пост управления агрегатом расположен в кабине водителя автомобиля, где размещены педали управления - топливным насосом и фрикционным двигателем, управления коробкой передач, контрольно-измерительная аппаратура.

Для приготовления водопесчаных смесей цементного раствора, подачи их на прием насосных установок, транспортировки сухого песка и цемента используют пескосмесительные установки. В настоящее время на промыслах эксплуатируют агрегаты 4ПА и освоен выпуск УСП-50.

Пескосмесительный агрегат 4ПА (рис.3.24) смонтирован на раме автомобиля КрАЗ-257 и состоит из пульта управления, аккумулятора, смесительного горшка, регулятора подачи сыпучего материала, бункера, разделенного перегородкой на две секции для песка двух различных фракций,



Рис.3.23. Установка для гидроразрыва пласта УН-450x700

Таблица 3.9

Технические характеристики агрегата УН-450x700

№	Наименование	Значение
1	Монтажная база	КрАЗ-65101
2	Силовой агрегат, дм ³	V2-800TK-C4
3	Полная мощность дизеля, кВт (л.с), не менее	588, (800)
4	Насос	3ПН-70 трехплунжерный
5	Диаметры плунжеров, мм	100,120
6	давление нагнетания -при плунжере D100 -при плунжере D120	30,5...70,0 21,0...51,0
7	Габаритные размеры,мм	9560x2900x3850
8	Полная масса, кг	21600

рабочего и загрузочного шнеков, пневмовибраторов, масляного и пескового насосов, регулятора уровня смеси в аккумуляторе, раздаточного и приемного коллекторов.

Бункер для сыпучего материала имеет два отсека, что позволяет приготавливать, например, водопесчаную смесь с песком различного фракционного состава.

В качестве приводного используют ходовой двигатель автомобиля, привод шнеков и мешалки гидравлический.

Конструкция агрегата предусматривает вакуумно-гидравлический и механический либо комбинированный способы приготовления смеси. В последнем случае жидкость для приготовления смеси под давлением 1 МПа направляется в смесительный горшок, куда из бункера подается цемент или песок. Сыпучий материал подается шнеком через регулятор выдачи. В смесительном горшке компоненты смешиваются вакуумно-гидравлическим способом, после чего смесь направляется в аккумулятор, где постоянство концентрации смеси поддерживается лопастной мешалкой.

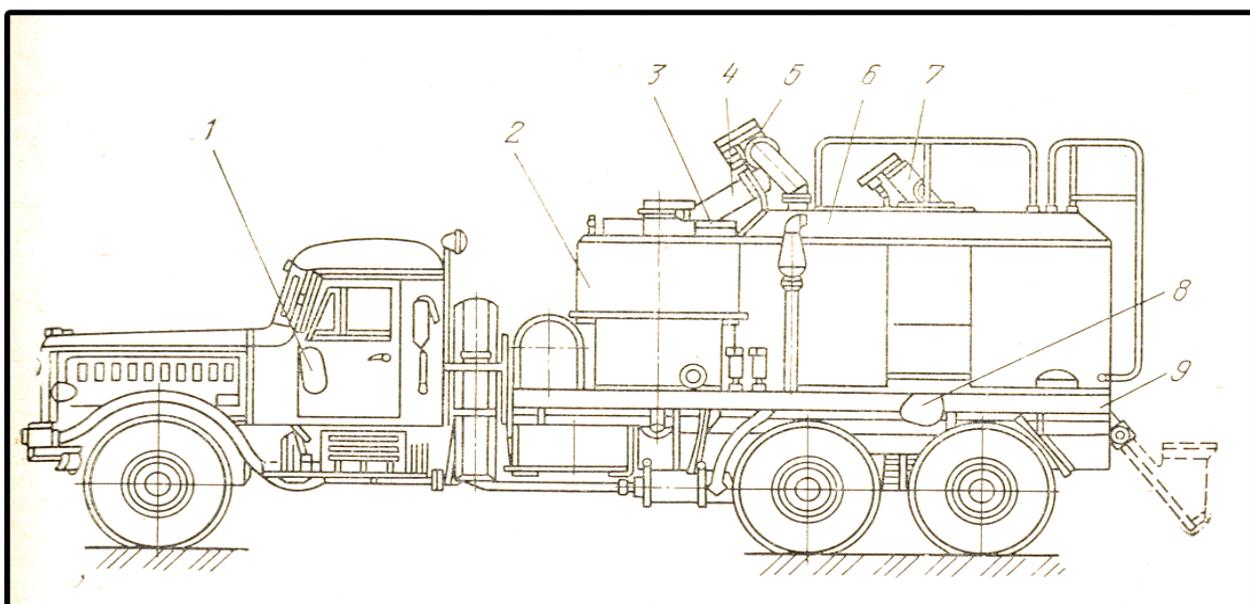


Рис. 3.24. Пескосмесительный агрегат

1-кабина; 2-аккумулятор; 3-смесительный горшок; 4-регулятор подачи сыпучего вещества; 5 бункер; 6-рабочий шнек; 7-загрузочный шнек; 8-пневмовибратор; 9-рама автомобиля

Из аккумулятора раствор забирается либо песковым насосом 5ПС-10, либо насосным агрегатом. Бункер загружается песком при помощи загрузочного шнека либо заполнением через верхний люк. В процессе работы агрегата бункер пополняется песком без прекращения приготовления смеси. Механизмами агрегата управляют из кабины водителя.

Установка насосная УНЦ1-160Х500К (Азинмаш-30) предназначена для транспортирования и нагнетания в скважину жидкостей при кислотной обработке призабойной зоны скважины. Она смонтирована на шасси грузового автомобиля КраЗ-257 и включает в себя трехплунжерный насос, гуммированную резиной цистерну, разделенную на два отсека вместимостью 6 м³. Кроме этого, на прицепе агрегата располагается дополнительная цистерна вместимостью 7 м³.

Насос создает давление до 50 МПа при подаче 2,5 л/с. Привод насоса осуществляется от тягового двигателя через коробку отбора мощности и редуктор. На прием насоса жидкость поступает из любой секции или же

из расположенной вне агрегата емкости, что обеспечивается конструкцией приемного коллектора, обвязывающего отсеки цистерны и приемный патрубок. Напорный трубопровод насоса оборудован двумя пробковыми кранами, один из которых предназначен для снижения давления. Второй кран и предохранительный клапан со срезным стержнем расположены на рабочей линии.

Блок манифольда 1БМ – 700 предназначен для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину. Все оборудование смонтировано на шасси автомобиля и включает напорный и приемно-раздаточный коллекторы, комплект труб с шарнирными соединениями для всасывающих и нагнетательных линий, подъемную стрелу.

Напорный коллектор представляет собой кованую коробку с шестью отводами для соединения с насосными агрегатами. В коробке имеется шесть обратных клапанов для закрывания отводов при снижении давления в напорной линии присоединенных к ним какого-либо насосного агрегата.

С одной стороны к коробке присоединен проходной кран, с другой — центральная труба, заканчивающаяся тройником с предохранительным клапаном и двумя патрубками с пробковыми кранами и накидными гайками

Таблица 3.10.

Техническая характеристика агрегатов

Наименование	4ПА	УСП-50
Масса транспортируемого песка, т	9	9
Максимальная подача шнеков, т/ч:		
-рабочего	50	50
-загрузочного	15	25
Вместимость, м ³		
-бункера	6,5	6,8
-смесителя	1	1
Давление, развиваемое песковым насосом, МПа	0,22	0,22

для присоединения напорных трубопроводов, с помощью которых манифольд соединяется с арматурой устья скважины.

Приемно-раздаточный коллектор для подачи рабочей жидкости к насосным установкам представляет собой трубу с десятью-приваренными ниппелями, к каждому из которых присоединен пробковый кран.

На напорном коллекторе установлены первичные приборы, соединяемые кабелем со станцией контроля и управления, предназначенные для измерения расхода, давления и других параметров закачиваемой жидкости.

На платформе автомобиля имеется площадка для перевозки устьевой арматуры, погрузка и разгрузка которой осуществляется с помощью поворотной стрелы.

Блок манифольда позволяет работать с максимальным давлением на нагнетании до 70 МПа, на раздаче до 2,5 МПа.

3.7. Цементно-смесительные агрегаты

Для транспортирования тампонажных материалов к ремонтируемым скважинам и для механизированного приготовления растворов применяют цементно-смесительные машины и агрегаты, которые принято называть установками смесительными (УС). До создания этих машин цемент затворяли с помощью гидромешалок, засыпая вручную из мешков.

Создание этих машин позволило механизировать и облегчить труд обслуживающего персонала, снизить потери сухого материала, повысить качество цементирования скважин. Эти машины могут быть использованы также и для приготовления промывочных жидкостей и сухих смесей.

Цементно-смесительные машины, имеющие в качестве основных узлов бункер, погрузочно-разгрузочное устройство и устройство для приготовления растворов, монтируют на автомобилях или прицепах. Существуют два типа смесительных машин: с механической и пневматической разгрузкой бункера. Распространение получили установки смесительные УС-6-30, которые являются модернизацией цементно-смесительной машины с механической разгрузкой 2СМН-20.

Установка смесительная механическая УС6-30

Передвижная установка смесительная механическая УС6-30 предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей и др.), механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементирования нефтяных и газовых скважин. Она работает совместно с цементирования нефтяных и газовых скважин. Она работает совместно с цементировочным агрегатом, от насоса которого к смесительному устройству подводится жидкость затворения.

Установка предназначена для работы в районах с умеренным и холодным климатом.

Оборудование установки монтируют на шасси автомобиля КраЗ-250. Состоит оно из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозирочного винтовых конвейеров, устройства смесительного, системы управления и вспомогательного оборудования (рис. 3.25).

Бункер установки предназначен для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляет собой влагонепроницаемую емкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента.

В верхней части бункера предусмотрены два люка с крышками, днище выполнено в виде двух параллельных корыт, в которых размещаются дозирочные винтовые конвейеры. Полость между передней стенкой бункера и наклонным листом, установленным внутри бункера, закрыта с боков откидными дверцами и используется как ящик для перевозки запасных деталей, инструмента и приспособлений.

Передняя стенка бункера утоплена в нижней части и служит базой для крепления передних опор дозирующих винтовых конвейеров.

На верхней площадке бункера имеются настил и откидные перила с фиксаторами. Для подъема оператора на верхнюю площадку предусмотрена стационарная лестница на передней стенке бункера.

Приемная камера приварена к задней стенке бункера. Передняя стенка приемной камеры имеет смотровое окно, закрытое прозрачной откидной крышкой, для визуального контроля поступления тампонажного материала к смесительному устройству, и служит базой для крепления задних опор дозирующих винтовых конвейеров.

В нижней части приемной камеры расположена заслонка с зубчатыми рейками и приводной рукояткой для ее выдвижения. В транспортном положении заслонка закрывает приемную камеру.

К фланцу приемной камеры крепят смесительное устройство с помощью двух полухомутов, один из которых неподвижный, а другой – откидной.

Устройство смесительное гидровакуумного типа (рис. 3.27) 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.

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.

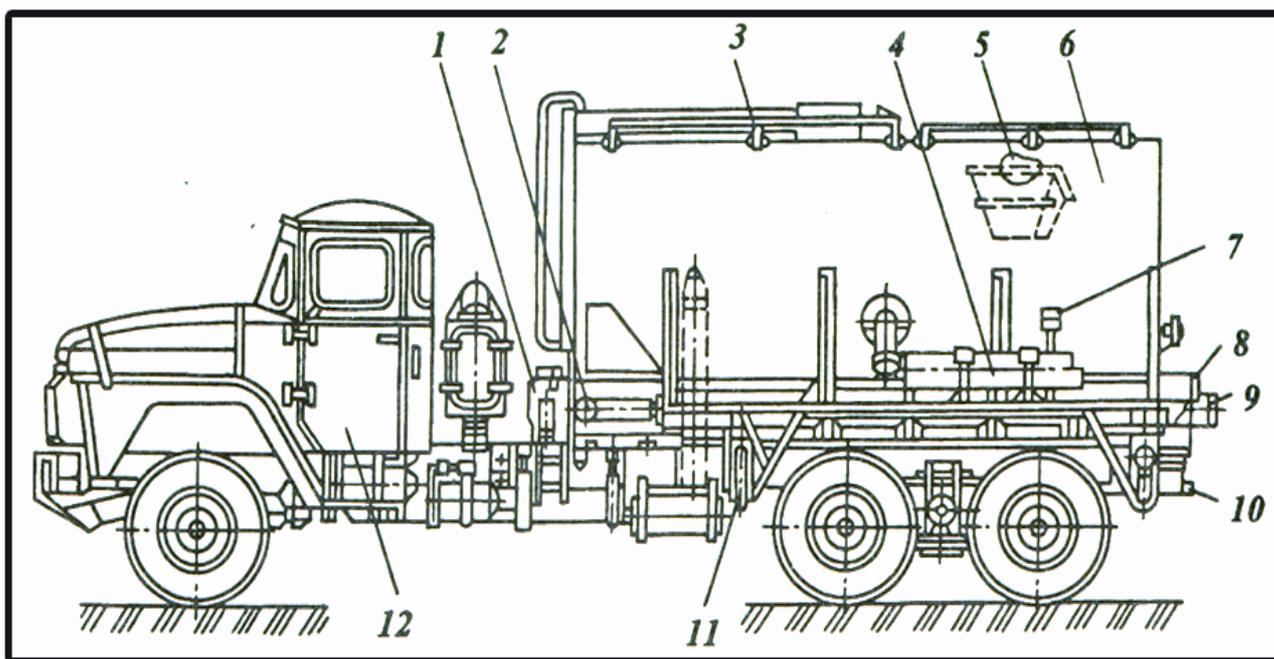


Рис. 3.25. Установка смесительная механическая УС6-30:

1-коробка отбора мощности; 2-карданные валы; 3-привод загрузочного шнека; 4-загрузочный шнек; 5-загрузочная воронка; 6-бункер; 7-вибратор; 8-приемная камера; 9-дозировочные шнеки; 10-смесительное устройство; 11-домкраты; 12-автошасси.

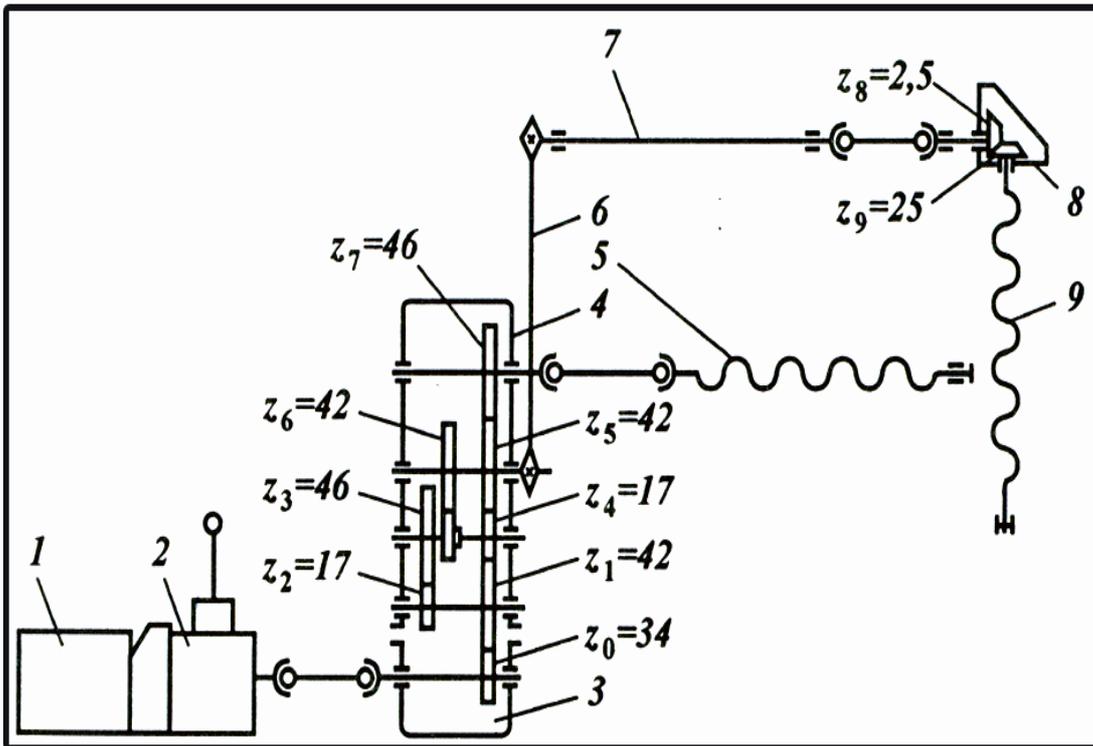


Рис. 3.26. Кинематическая схема установки смесительной УС6-30:

1-двигатель ЯМЗ-238; 2-коробка перемен передач КРАЗ-250; 3-раздаточная коробка КРАЗ-250; 4-коробка отбора мощности установки; 5-дозировочный винтовой конвейер; 6-цепная передача; 7-привод загрузочного винтового конвейера; 8-угловой редуктор; 9-загрузочный винтовой конвейер.

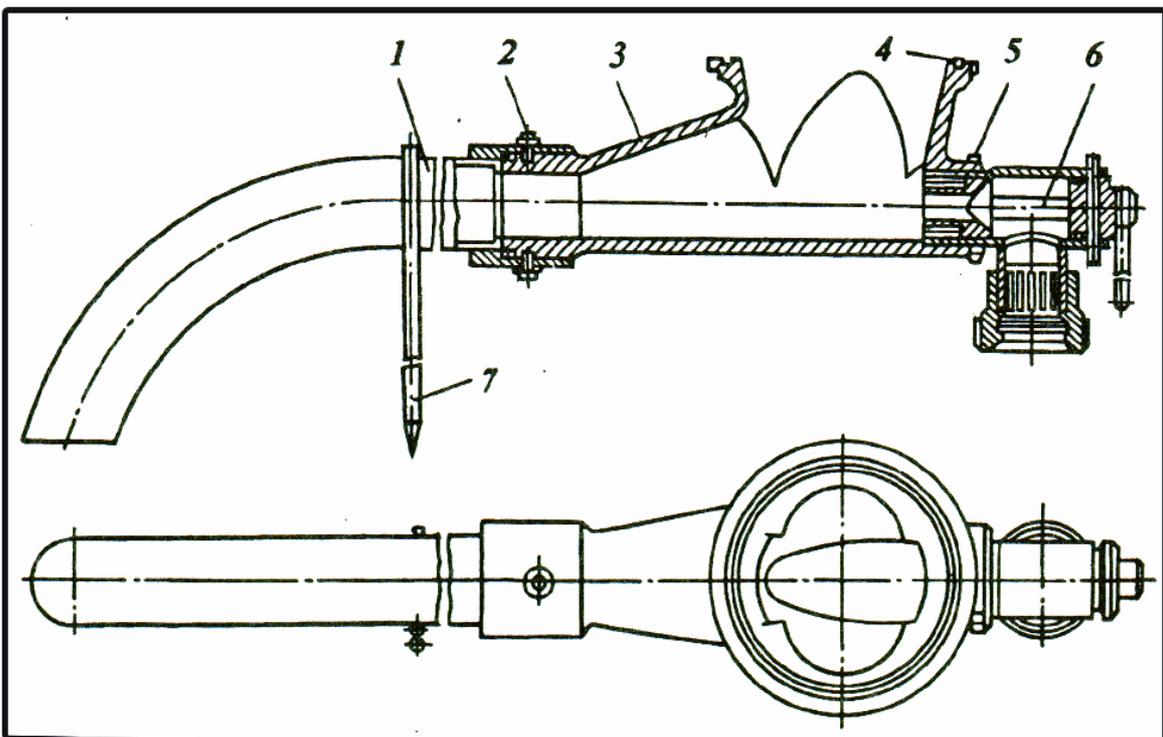


Рис. 3.27. Смесительное устройство:

1-сборный ствол; 2-зажимной болт; 3-корпус смесителя; 4-уплотнение; 5-крепление; 6-щелевидные поворотные насадки; 7-упорный штырь.

Перемещают сухой тампонажный материал внутри бункера установки и подают его к приемной камере и смесительному устройству с помощью двух дозирочных винтовых конвейеров (шнеков), расположенных в бункере. Передний и задний концы конвейеров находятся в подшипниковых опорах, установленных на переднем листе бункера и сзади на приемной камере.

Каждый подшипниковый узел смазывают индивидуально.

Загрузочное устройство предназначено для механизированной догрузки бункера у скважины (до 20т) и загрузки бункера из мешков в случае отсутствия механизированных складов.

Загрузочный винтовой конвейер (шнек) выполнен из двух секций. Верхняя секция с неподвижным кожухом варена под углом непосредственно в бункер, в верхней части ее имеется конический редуктор, с которым связан конвейер. Привод винтового конвейера включает, кроме этого, карданную передачу, установленную на верхней площадке бункера, вращение которой передается от цепной передачи. Ведущая звездочка цепной передачи смонтирована на конце среднего вала коробки отбора мощности, а ведомая звездочка установлена на валу трансмиссии, закрытом трубчатым кожухом, на верхней площадке. Натяжение цепной передачи осуществляется перемещением по пазам кронштейнов, несущих на себе трубу трансмиссии.

Откидная часть загрузочного винтового конвейера соединяется с неподвижной частью с помощью вилки, поводка, пальца и передвижной муфты. Загрузочный винтовой конвейер оборудован консольной опорой, закрепляемой в рабочем положении в направляющей трубе.

После соединения и закрепления на опоре откидной части шнека устанавливают загрузочную воронку.

Отбор мощности для привода рабочих органов установки производится с помощью коробки отбора, установленной на раздаточной коробке автомобиля

Таблица 3.11

Техническая характеристика установки УС6-30

Монтажная база	Шасси автомобиля КРАЗ-250
Наибольшая масса транспортируемого материала по дорогам, т; с твердым покрытием	11,5
без твердого покрытия, включая участки бездорожья	9,5
Масса догрузки бункера на месте цементирования	20,0
Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ (расчетная), дм/с ³	27
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	1,3-2,4(+0,02)
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Наибольшая производительность по сухому цементу, т/ч; загрузочного винтового конвейера дозирующих винтовых конвейеров (расчетная)	15,0 132,0
Привод винтовых конвейеров	От двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные

	валы
Вместимость бункера, м ³	14,5
Устройство смесительное	гидровакуумное
Давление жидкости, Мпа: оптимальное максимальное	1,5 2,0
Диапазон регулирования плотности (от заданной) при измерений проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см ³	0,3-0,5
Управление установкой	централизованное с поста, расположенного у смесительного устройства
Наибольшая скорость передвижения установки	Согласно ПДД
Дорожный просвет, мм	275
Габаритные размеры, мм: длина, ширина, высота	8860 2500 3430
Масса полная, кг: без груза, с грузом	12 240 23 740
Допускаемое отклонение от массы, %	+3
Распределение полной массы установки на дорогу, кг: без груза: через переднюю ось через заднюю ось с грузом: через переднюю ось через заднюю ось	 4930 7310 5860 17 880

Таблица 3.12

Комплект поставки установки УС6-30

Наименование	Показатель
Установка в собранном виде со следующими снятыми и уложенными в транспортное положение составными частями, шт.:	1
устройство смесительное, шт.	1
футляр медицинской аптечки, шт.	1
фара, компл.	1
сменные насадки, компл.	1
воронка загрузочная, шт.	1
рукоятка перемещения заслонки, шт.	1
опора съемная, шт.	1
подставка, шт.	1
Запасные части:	
цепь роликовая ПРЛ-19,05-2950, компл.	1
Кольца уплотнительные, шт.:	
045-053-46	2
055-065-58	4
090-098-46	1
Запасные детали к авто шасси в упаковке заводов –	

поставщиков, компл.	1
Инструмент и приспособления:	
ломик домкрата, шт.	1
инструмент к автомобилю, компл.	1

КРАЗ-250. Коробка отбора мощности пяти-вальная.

Приемный вал используют для привода датчика тахометра магнитоиндукционного типа.

Коробку отбора мощности крепят к раздаточной коробке автомобиля, а также к лонжерном автомобиля через опорные лапы. Точность установки обеспечивается двумя контрольными штифами в плоскости разъема раздаточной коробки и коробки отбора.

Пневматический вибратор устанавливается на левой стенке бункера.

Питание вибратора – от пневмосистемы автомобиля. Режим работы повторно-кратковременный.

Система управления дистанционная, централизованная с поста, расположенного в задней части установки у смесительного устройства. На панели поста управления находятся органы управления подачей топлива (ручка газа), сцеплением, ручка включения вибратора, тахометр прибор для контроля частоты вращения винтовых конвейеров, а также тумблеры осветительных приборов и отключения тахометра. Под корпус поста управления выведена рукоятка включения дозирующих шнеков.

Управление подачей топлива механическое, дублированное. С помощью тяг и рычагов усилие передается от ручки газа на панели поста к педали управления подачей топлива в кабине автомобиля. Перемещением ручки по вертикали из нижнего положения в верхнее увеличивают частоту вращения двигателя.

Выключение фракционной муфты сцепления пневматическое, дистанционное.

Питание исполнительного органа тормозной камеры осуществляется от пневмосистемы автомобиля через краны на посту управления. Питание включают поворотом ручки разобщительного крана, установленного на ресивере над подножкой кабины автомобиля.

Сцепление включают поворотом ручки крана «Сцепление».

Выключение тахометра в транспортном положении достигается тумблером «Тахометр».

Рабочее место оператора освещают фарой, смонтированной на кронштейне поста управления, а панель поста включением соответствующих тумблеров «Фара» и «Приборы».

Для разгрузки оси заднего моста шасси автомобиля от действия массы тампонажного материала, догружаемого в бункер у скважины, установка имеет четыре домкрата. В транспортном положении домкраты подвешивают к продольным уголкам бункера установки.

Установка работает следующим образом. При включении двигателя монтажной базы, используемого для привода рабочих органов установки, вращение передается через сцепление и коробку передач автомобиля на ведущую шестерню $\gamma_0 = 34$ раздаточной коробки автомобиля, с которой производится отбор мощности пяти-вальной коробкой отбора мощности установки.

Установка работают в режиме загрузки и в режиме дозирования сухого тампонажного материала при приготовлении тампонажных растворов.

Режим загрузки следующий: перемещением рукоятки включения на себя с помощью тяги передается усилие на валик включения. Вилка включения при этом переводит зубчатую муфту из нейтрального в крайнее левое положение. Зубчатая муфта входит в зацепление с зубчатым колесом $r_6 = 42$, передавая вращение на карданный вал привода загрузочного конвейера. Далее вращение передается через цепную передачу и промежуточный вал на карданный вал привода углового редуктора. Угловой редуктор преобразует вращение под углом 90° и передает его загрузочному винтовому конвейеру.

Лопастей конвейера, вращаясь, захватывают тампонажный материал, засыпанный в бункер установки, и переносят его в приемную камеру и далее в смесительное устройство.

При работе установки для предупреждения свободообразования тампонажного материала в бункере и достижения стабильности дозирования необходимо периодически поворотом ручки крана, расположенного на посту управления, включать пневмо-вibrator.

Установка смесительная механическая 1СМР-20

Эта установка предназначена, как и все цементно-смесительные машины, для приготовления тампонажного раствора при цементировании скважин и для доставки к месту работ некоторого количества сухого тампонажного материала с догрузкой бункера на месте проведения работ. Оборудование установки смонтировано на санях для возможности ее буксировки трактором по снегу. В исключительных случаях на небольшие расстояния ее можно транспортировать на внешней подвеске вертолета.

Установка может быть использована на морских нефтяных месторождениях, где может быть установлена на эстакаде или на палубе судна, обслуживающего морские месторождения.

На установке отсутствует водо-подающий насос, поэтому она должна работать совместно с цементировочным агрегатом (насосной установкой).

Таблица 3.13

Техническая характеристика установки смесительной 1СМР-20

Вместимость бункера, м ³	14,5
Вместимость по цементу, т	20,0
Максимальная масса транспортируемого сухого цемента при буксире на санях, т	8
Максимальная теоретическая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ , дм ³ /с	27
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	1,3-2,4
Требуемое время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Диапазон регулирования плотности (от заданной) при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см ³	0,3-05
Допускаемые колебания плотности раствора относительно заданной, г/см ³ , не более	+0,02
Максимально допустимое давление на насадку смесителя, МПа	2
Устройство смесительное	струйного типа

Монтажная база	рама
Привод основных и загрузочных шнеков	От установленного двигателя ГАЗ-52 через редуктор и цепную передачу
Максимальная теоретическая производительность по сухому цементу, т/ч:	
Загрузочного винтового конвейера	15,0
Дозирующих винтовых конвейеров	132
Габаритные размеры, мм	
Длина	9185
Ширина	2600
высота	3350
Масса, кг	6200
Наработка на отказ, ч	200
Средний ресурс до капитального ремонта ,	1000

Установка смесительная механическая 1СМР-20 (рис. 3.28) состоит из смесительного устройства 7 со сменными насадками, бункера 6, оборудованного основными 4 и загрузочными 5 шнеками, редуктора 3, а также из силовой установки 2. Силовая установка расположена на монтажной раме 1 и состоит из двигателя ГАЗ-52 с фрикционной муфтой, коробки перемены передач, систем питания, охлаждения и смазки, электрооборудования, управления КИП.

Рама установки цельносварная с четырьмя откидными кронштейнами 8, по два с каждой стороны, для подвески к вертолету при транспортировании по воздуху. Для транспортирования тягачом рама устанавливается на сани 9, состоящие из двух полозьев, жестко связанных между поперечинам.

Привод всех механизмов установки осуществляется от двигателя ГАЗ-52 через редуктор. Вращение основным шнекам передается от редуктора, а к загрузочному шнеку.

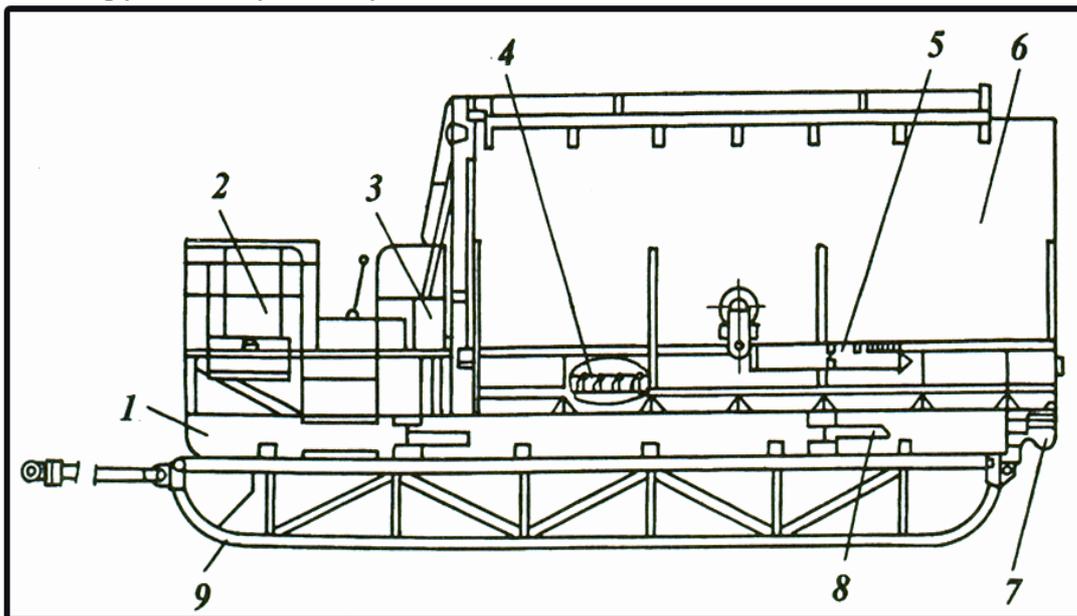


Рис. 3.28. Установка смесительная механическая

Через редуктор и систему зубчатых и цепных передач. Управление редуктора осуществляется рычагами, находящимися на редукторе.

В корытах днища бункера размещены два шнека, которые производят подачу цемента из емкости в приемную воронку и дальше на смесительное устройство. Смесительное устройство крепят на фланцах к нижней части приемной камеры. Работает оно по принципу струйного насоса, благодаря чему из приемной камеры цемент подсасывается водой и, проходя через смесительное устройство и выкидную трубу, перемешивается за счет турбулентного движения.

Установка смесительная пневматическая УС5-30

Установка смесительная УС5-30 оснащена пневматической системой. Цифра 5 в шифре тип установки, а 30 производительность приготовления тампонажного раствора (в $\text{дм}^3/\text{с}$).

К преимуществам данной установки следует отнести возможность выполнения следующих технологических операций:

приготовление тампонажного раствора при работе в составе комплекса оборудования, предназначенного для цементирования скважин;

пневматическая перегрузка тампонажных материалов, минуя сепаратор в другие смесительные установки пневматического или механического типов, а также в склады с помощью собственного или построенного компрессора;

вакуумная самозагрузка из складов напольного типа и крытых вагонов; гравитационная и пневматическая загрузка собственных бункеров из складов силосного типа;

загрузка собственных бункеров из авто цементовозов.

К недостаткам установки следует отнести сравнительно небольшое количество перевозимого тампонажного материала в двух имеющихся бункерах (11т).

Оборудование установки (рис. 3.29) монтируется на шасси автомобиля КРАЗ-250 и состоит из двух бункеров, коробки отбора мощности с карданным валом, компрессора, пневмосистемы, фильтрующей системы разгрузки и системы управления с устройством для взвешивания гидравлического типа, системы выхлопа и обогрева бачка компрессора.

Бункеры установки предназначены для аккумуляирования транспортируемого тампонажного материала и представляют собой две вертикальные влагонепроницаемые емкости цилиндрической формы (рис.3.30).

Нижняя часть бункера коническая с углом при вершине, равным естественному углу откоса цемента. Бункер имеет загрузочный люк с откидной крышкой и встроенным тканевым фильтром, загрузочную трубу для загрузки с помощью вакуумного устройства самой установки или цементовозом.

К нижнему фланцу бункера крепится коробка со съемным аэроднищем, к средней части аэроднища внутри бункера подведена разгрузочная труба с раструбом на одном конце и выходом в цилиндрическую часть бункера на другом.

Коробка аэроднища имеет решетку с тканевым фильтром, под которую подводят сжатый воздух от компрессора установки. Оба бункера закреплены на монтажной раме шестью болтами с возможностью демонтажа. Бункеры снабжены загрузочной трубой и отводами к фильтру первой ступени.

В верхней части бункера, вокруг загрузочных люков, имеются ограждения. Оба бункера оборудованы стационарными лестницами для подъема к люкам.

Система разгрузки включает продуктопроводы для пневмотранспорта тампонажного материала из бункеров к сепаратору установки и далее к смесительному устройству. Разгрузочные трубы бункеров имеют заслонки и объединены в общий коллектор, который соединен с сепаратором. Управление заслонками выведено с помощью вертикальных тяг к посту управления установкой.

Сепаратор цилиндрической формы с тангенциальным вводом в верхней цилиндрической части крепится к заднему бункеру установки. В верхней части сепаратора находится колпак для отвода отделяемого воздуха в фильтр. К нижней части сепаратора крепится тканевый рукав. Отделение воздуха от транспортируемого тампонажного материала внутри сепаратора происходит под действием центробежных сил.

Отбор мощности для привода компрессора установки производится с помощью коробки отбора, установленной на раздаточной коробке автомобиля КРАЗ-250.

Коробка отбора мощности (КОМ) – двух вальная (рис.3.31). Вращение от ведущей шестерни раздаточной коробки автомобильного шасси передается через промежуточную ось на вводной вал. На промежуточной оси на двух подшипниках монтируется прямозубая шестерня с числом зубьев 42, а на выводном валу на шлицах установлена скользящая шестерня с числом зубьев 22, которая посредством вилки, укрепленной на штоке включения, перемещается по выводному валу. Перемещение штока включения КОМ производится с пульта управления с помощью пневмокамеры, получающей питание от тормозной системы авто шасси.

При включении шестерни выводного вала КОМ вращение передается на вал компрессора с помощью карданного вала, закрытого кожухом. КОМ крепится болтами к корпусу раздаточной коробки авто шасси. Точность установки обеспечивается двумя контрольными штифтами в плоскости разъема КОМ и раздаточной коробки.

Пневмосистема установки (рис. 3.32) включает: напорную и всасывающую линии и систему обеспыливания.

Питание пневмосистемы осуществляется от ротационного компрессора 17 с вентилятором на роторе для охлаждения корпуса.

Таблица 3.14
Техническая характеристика установки УС5-30

Монтажная база	Шасси автомобиля КРАЗ-250
Максимальная масса транспортируемого тампонажного материала, т	11,0
Максимальная производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,35 г/см ³ , дм ³ /см	30
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	(1,2,3,4)+0,02
Число бункеров цилиндрической - конической формы	2
Вместимость бункера, м ³	4,0
Система загрузки тампонажного материала из бункера	Пневматическая
Максимальная производительность разгрузки, т/мин	2,2
Максимальное рабочее давление в бункере, МПа	0,06
Точность измерения масломера, кг	+100
компрессор	
Тип	РКВН-6-У (ротационный)
Подача, м ³ /мин	6,0+5%

Абсолютное давление, Мпа: Нагнетания Всасывания	0,22 0,1
Привод	Через двух-вальную коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке автомобиля и карданный зал
Смесительное устройство	
Тип	Гидро-вакуумный с поворотной щелевидной насадкой
Давление Мпа: Оптимальное максимальное	1,5 2,0
Угол поворота насадки, градус	90
Диапазон регулирования плотности за счет поворота насадки, г/см ³	0,12-0,14
Управление установкой	Централизованное с поста, расположенного у смесительного устройства
Транспортные данные	
Максимальная скорость передвижения, км, ч: На прямолинейном участке шоссе На повороте радиусом 12м Дорожный просвет, мм	5,0 20 275
Габаритные размеры, мм: Длина Ширина высота	9500 2500 3150
Масса, кг: Комплекта Полная без груза Полная с грузом	12 700 12 990 23 990
Распределение массы на дорогу, кг: Полной без груза Через переднюю ось Через заднюю тележку Полной с грузом Через переднюю ось Через заднюю тележку	4875 8115 5920 18 070

Напорная линия 13 присоединена к нагнетательной линии компрессора через влагу маслоотделитель 15, в верхнюю часть которого ввинчен предохранительный клапан 16, отрегулированный на давление срабатывания 0,06 МПа. В нижней части влагу маслоотделителя поступает в раздающий коллектор и затем через краны 9 и обратные клапаны 8 к аэроднищам бункеров 6. Через краны 10 воздух подается к пневмоотсекателям 5, установленным внутри бункеров для устранения свод образования сыпучего материала. Через кран 11 воздух подается к аэроднищу фильтра первой ступени.

Всасывающая линия 20 присоединена к приему фильтра второй ступени, установленного на компрессоре 17. В комплект фильтра входит предохранительный клапан 18, отрегулированный на вакуум 0,06 МПа. Вакуум внутри бункеров создается при открытии кранов 2. Воздух, отсасываемый из бункеров, проходит через набор рукавных фильтров,

которые установлены в корпусе фильтров первой ступени очистки 7. Очистку фильтров 7 после работы производят без их разборки обратной продувкой открытием крана 11 и одного из кранов 2 перед входом в бункер 6.

Система обеспыливания присоединяется через кран 11 к всасывающей линии и служит для устранения пыления тампонажного материала, подающегося в сепаратор 4 вместе с транспортирующим воздухом при разгрузке установки.

Система управления установкой УС5-30 дистанционная, централизованная с поста, расположенного в задней части установки, у смесительного устройства.

На панель поста управления (рис. 6.9) выведены органы управления подачей топлива (ручка «Больше - Меньше»), сцеплением (кнопка «Сцепление»), включением компрессора (кнопка «Компрессор»); контрольно-измерительные приборы – «Тахометр» для контроля частоты вращения вала компрессора, шкала указателя для определения массы тампонажного материала в бункерах («Масломер»), манометры для определения давления в раздающем коллекторе (Компрессор), мановакуумметры для определения давления (разряжения) в бункерах (Бункер-1, Бункер –2), а также тумблеры осветительных приборов.

Выключение фрикционной муфты сцепления двигателя, а также включение в работу компрессора и масломера пневматические, дистанционное. Питание исполнительных органов пневматических камер осуществляется от воздушного баллона пневмосистемы автомобиля через трехходовые клапаны на посту управления. Питание включается поворотом ручки разобщительного крана, установленного на воздушном баллоне за кабиной автомобиля по левому борту.

Установка работает следующим образом.

При включении двигателя авто шасси, используемого для привода компрессора установки, вращение передается через сцепление, коробку перемены передач и раздаточную коробку на КОМ установки и далее к валу бункера установки и для осуществления пневмотранспорта сухих порошкообразных тампонажных материалов.

Установка работает в режиме дозирования при приготовления тампонажных растворов и в режиме загрузки.

Режим дозирования. При включении компрессора сжатый воздух через влагомаслоотделитель поступает под аэроднище бункеров, проходит через тканевую прокладку, аэрирует тампонажный материал и создает избыточное давление в бункере. Аэрированный материал поступает в разгрузочную трубу и транспортируется в сепаратор. В сепараторе тампонажный материал отделяется от воздуха и по тканевому рукаву поступает в воронку смесительного устройства, а затем в гидровакуум смеситель, где смешивается со струей жидкости затворения, подбираемой под давлением насосной установкой. Готовый тампонажный раствор по сливной трубе поступает в приемный бачок насосной установки. Такая конструкция смесительной установки позволяет регулировать расход сухого тампонажного материала изменением проходного сечения разгрузочных труб (с помощью заслонок). Конструкция гидровакуум смесителя обеспечивает регулирование плотности приготавливаемого раствора без остановки процесса.

Загрузка производится следующим образом. При включении компрессора в режим вакуум – насоса воздух через фильтры первой и

второй ступеней отсасывается из бункеров установки, и при достижении рабочего вакуума 0,06 МПа сыпучий тампонажный материал по загрузочной трубе и рукаву с загрузочным соплом поступает в бункер установки.

Загружать установку можно также из авто цементовоза, используя переводник на загрузочном рукаве установки и компрессор авто цементовоза и через верхние люки из складов силосного типа.

Эта машина предназначена для транспортирования сухого цемента на буровую и механизированного приготовления цементного раствора. Все оборудование смонтировано на шасси автомобиля ЗИЛ-131А высокой проходимости и включает следующие устройства: смеситель 8, механизм управления оборотами дозирующего шнека 6, бункер 4, муфту редуктора 2, карданный вал 3, коробку отбора мощности 1, контрольно-измерительные приборы 5, приемную воронку 7 и напорную трубу 9.

Машина СМ-4М представляет собой сочетание ряда узлов: бункера, дозирующего шнека, смесительного устройства и контрольно-измерительных приборов. Для монтажа оборудования используют шасси автомобиля ЗР1Л-131А без лебедки, с которого сняты буксирный прибор и задник буфера. Схема управления машиной СМ-4М приведена на рис. 3.34.

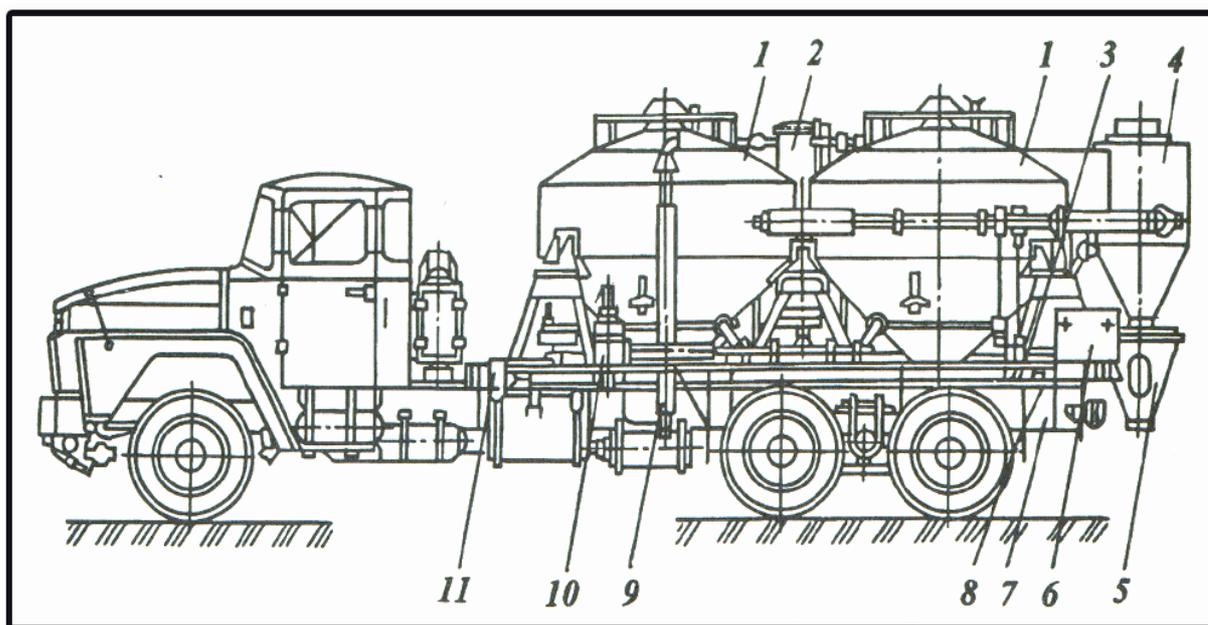


Рис. 3.29. Установка смесительная УС5-30:

1-бункры; 2-фильтрующая система; 3-вспомогательное оборудование; 4-циклон; 5-смесительное устройство; 6-систем управления; 7-шасси КРАЗ-250; 8-брызговики; 9-система выхлопа; 10-пневмосистема; 11-привод компрессора.

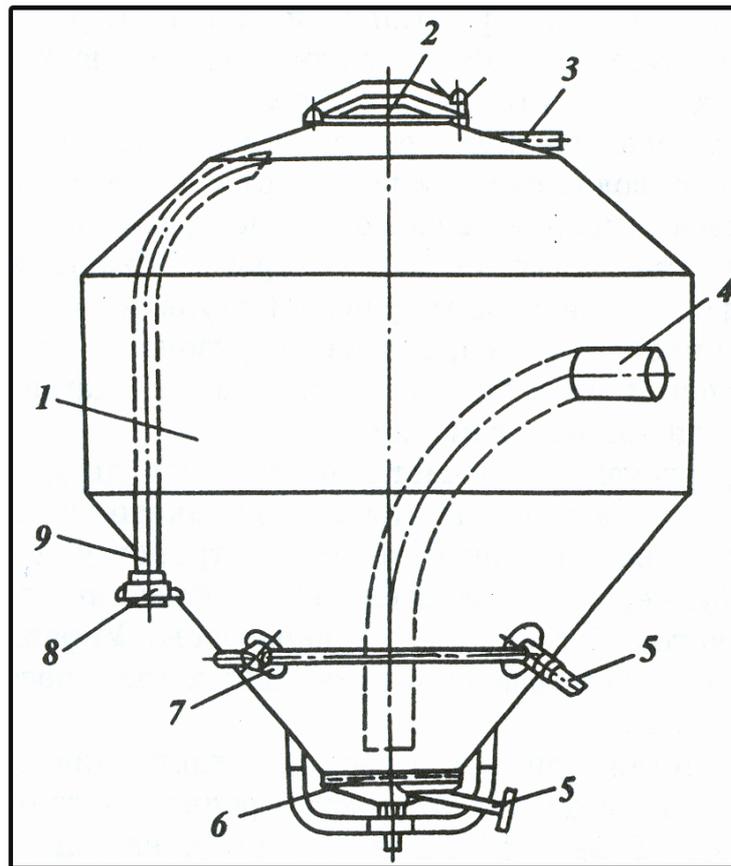


Рис. 3.30. Бункер:

1-корпус; 2-крышка люка; 3-отвод воздуха к фильтру; 4-разгрузочная труба; 5-подвод воздуха; 6-крышка аэроднища; 7-фланец; 8-присоединительный узел; 9-труба загрузки

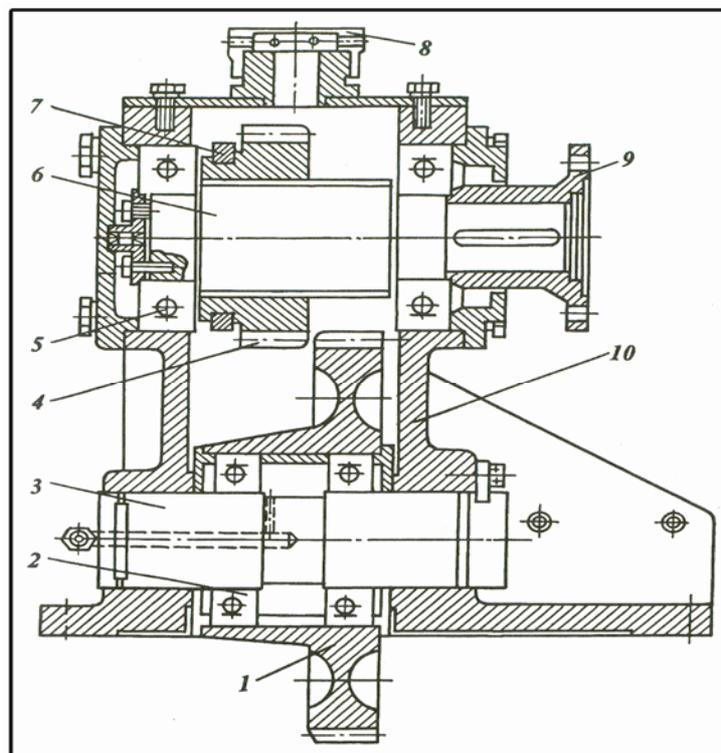


Рис. 3.31. коробка отбора мощности для привода компрессора установки УС5-30:

1-шестерня ($z = 42$, $m = 5$); 2,5- подшипники соответственно №210 и 309; 3-промежуточная ось; 4-шестерня ($z = 22$, $m = 5$); 6-выводной вал; 7-вилка; 8-сапун; 9-фланец; 10-корпус.

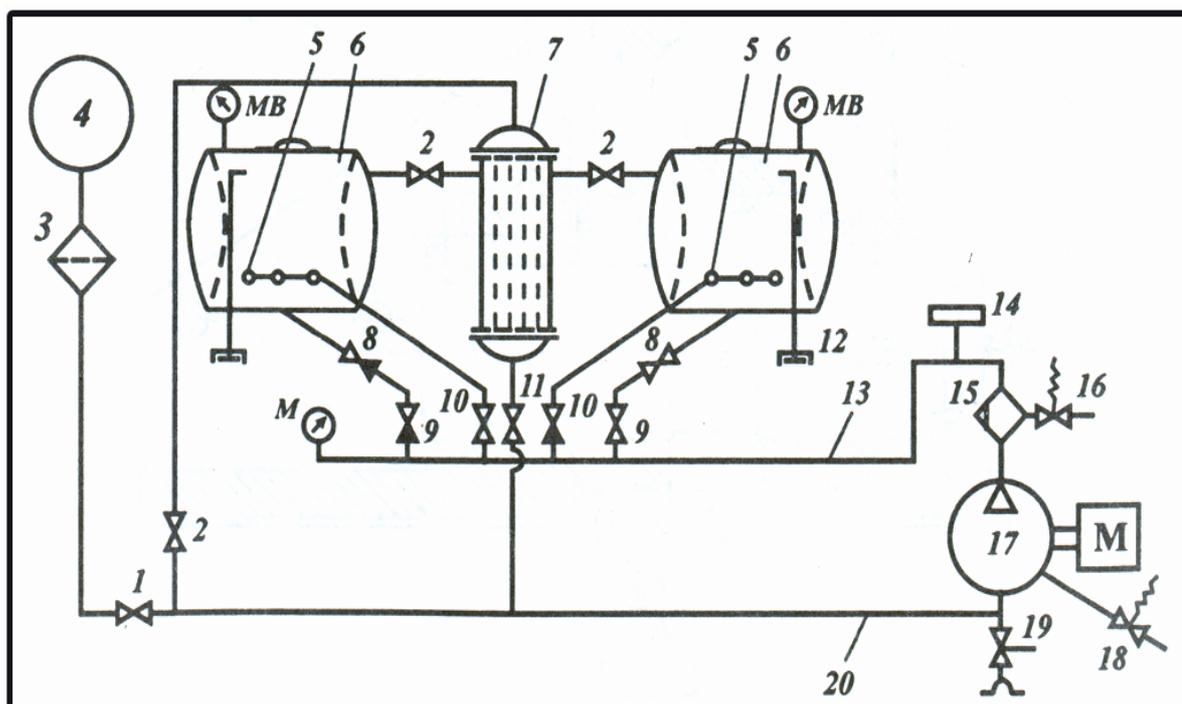


Рис.3.32. Схема пневмосистемы:

1,2,9,11-проходные краны; 3-системы обеспыливания; 4-сепаратор; 5-пневоотсекатели; 6-бункеры; 7-фильтр первой ступени; 8-обратный клапан; 12-загрузочная труба; 13-напорная линия; 14-заглушка; 15-влагомасло отделитель; 16,18-предохранительные клапаны; 17-компрессор; 19-дрессельный кран; 20-всасывающая линия.

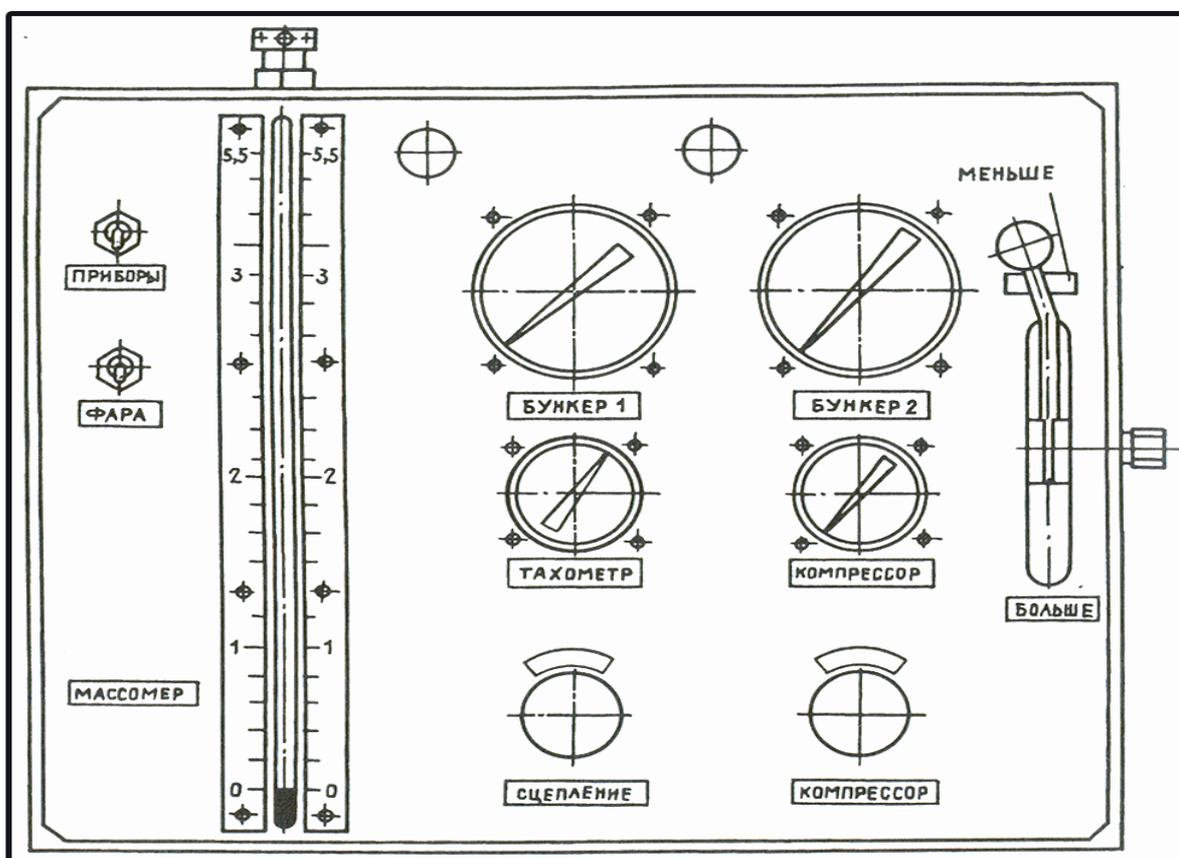


Рис. 3.33. Панель управления установкой УС5-30

Цементно-смесительная машина СМ-4М

Цемент загружают в бункер через люки стационарным шнеком или другими средствами, имеющимися на цементном складе.

Дозирующий шнек приводится в движение от двигателя через коробку перемены передач (вторую передачу), коробку отбора мощности КОМ-1, установленную на раздаточной коробке автомобиля, карданный вал, редуктор и предохранительную муфту.

Включают коробку отбора мощности из кабины водителя рычагом управления. Цемент подается шнеком к задней стенке бункера в приемную воронку и далее в смесительное устройство.

С другой стороны к смесительному устройству через регулятор давления подводится вода. Струя воды, истекающая из сопла штуцера смесительного устройства, создает в нем разрежение и, турбулентности потока цемент перемешивается с жидкостью.

В зависимости от заданной плотности раствора и производительности в смесительное устройство устанавливают штуцер необходимого сечения. В комплект входят штуцера с диаметрами отверстий 9,55; 12,35; 13,5; 14,6 и 15,6 мм.

Плотность цементного раствора регулируют изменением количества цемента, подаваемого в смесительное устройство.

В задней части машины у рабочего места установлены: дублирующее управление акселератором двигателя (управление частотой вращения вала двигателя); тахометр ТЗ-1, показывающий частоту вращения шнека; манометр, показывающий давление воды перед смесительным устройством; дополнительный выключатель зажигания для аварийного отключения двигателя; фара для освещения рабочего места в ночное время; контрольные лампы.

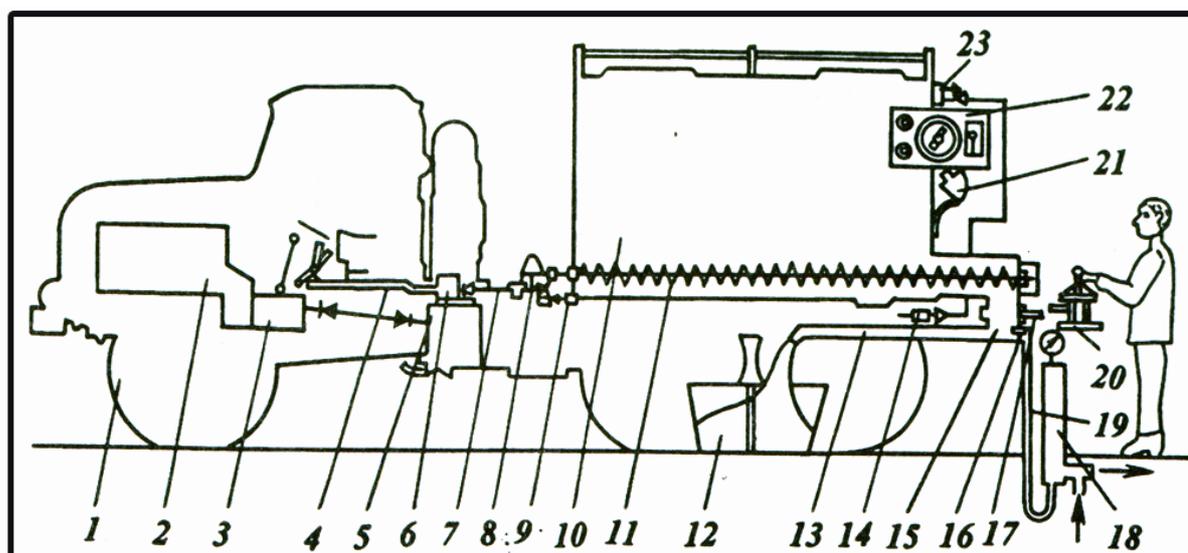


Рис. 3.34. Схема управления цементно-смесительной машиной СМ-4М:

1-шасси автомобиля ЗИЛ-131А; 2-двигатель автомобиля; 3,5,6-коробки отбора мощности; 4-управление коробкой отбора мощности; 7-карданный вал; 8-редуктор; 9-датчик тахометра; 10-бункер; 11-шнек; 12-бачок цементировочного агрегата; 13,19-труба соответственно напорная и обводная; 14-пробковый кран; 15-смесительное устройство; 16-сменный штуцер; 17-шиберприемочной воронки; 18-регулятор давления; 20-рычаг дублирующего управления педалью акселератора; 21-фараповоротная с выключателем; 22-щиток прибора с тахометром, выключателем зажигания и двумя контрольными лампами; 23-вибратор пневматический С-820.

Рекомендуемые режимы работы машины Бункер представляет собой емкость с наклонными боковыми стенками и днищем, выполненным в виде корыта для шнека. Передняя и задняя стенки бункера вертикальные. В верхней части бункера расположены два загрузочных люка, в нижней находится аварийный люк. Внутри бункера над шнеком приварен козырек, который служит для устранения уплотнения цемента у шнека. На внутренних частях передней и задней стенок бункера имеются три метки. Нижняя метка соответствует объему бункера - 1 м^3 , средняя - 2 м^3 и верхняя - 3 м^3 . Бункер крепится к раме автомобиля с помощью стремянок и кронштейнов.

Дозирующий шнек служит для подачи цемента из бункера через приемную воронку в смесительное устройство. Шнек выполнен в виде сплошного винта. Передняя опора шнека имеет сферический шариковый подшипник, а задняя два радиально упорных конических подшипника. Для предохранения подшипников от попадания цемента установлены сальниковые уплотнения.

Для привода шнека используется редуктора установлена зубчатая передача с малым модулем ($m = 0,8$) для привода датчика тахометра. Выходной конец ведомого (верхнего) вала при помощи муфты с предохранительными штифтами соединяется с дозирующим шнеком.

Предохранительная муфта служит для предупреждения поломки привода шнека при его заклинивании. Муфта шнека при его заклинивании. Муфта также передает крутящий момент шнеку и состоит из двух муфт: гибкой с эластичными дисками и предохранительной со срезными штифтами. Направление вращения шнека указано на кожухе редуктора.

Коробка отбора мощности служит для отбора мощности от двигателя. Карданный вал передает крутящий момент от выходного вала коробки отбора мощности к валу редуктора.

Система управления дроссельной заслонкой двигателя автомобиля предназначена для изменения частоты вращения с рабочего места у смесительного устройства. При этом частоту вращения изменяют воздействием на тягу педали акселератора автомобиля с помощью вилки, тяги и рукоятки изменения подачи топлива. При перемещении рукоятки сектора газа на себя увеличивается частота вращения шнека и, как следствие, количество сухого материала, поступающего в смеситель.

Регулятор давления служит для поддержания постоянного давления жидкости перед смесительным устройством. На регуляторе установлен клапан 17С12НКС на давление срабатывания $1,0\text{ МПа}$.

Смесительное устройство вакуумно-гидравлического типа со сменными штуцерами подвешивается к приемной воронке с помощью специального резьбового хомута.

Таблица 3.15

Режим работы машины СМ-4М для получения раствора плотностью 1,85

Производительность, л/с	Частота вращения шнека, об/мин	Давление перед смесительным устройством, (МПа), при диаметре					Расход воды, л/с
		11,0	12,35	13,50	14,60	15,60	
6,75	61	1,0	0,65	0,45	0,52	0,54	4,1
8,25	76		0,7	0,7	0,74		5,15
10,00	91		1,0				6,5

По окончании работ смесительное устройство укладывают в ящик. Приемная воронка служит для направления цемента в смесительное устройство, здесь же установлен шиберный затвор. Открывают и закрывают затвор с помощью специального ключа через зубчатую пару.

Пневматический вибратор установлен на задней торцевой стенке бункера и служит для предотвращения зависания цемента в бункере. Его необходимо периодически включать на 2-3 с во время приготовления раствора. Питание вибратора воздухом осуществляется от разбрызгивательного крана пневмосистемы автомобиля через специальный пробковый кран.

Установки осреднительные

Известны различные конструкции осреднительных установок, применяемых во многих тампонажных организациях, изготовленные своими силами. Все они предназначены для улучшения качества тампонажного раствора за счет улучшения его однородности по всему объему и более полного его диспергирования. Эффект применения этих установок вследствие различия их конструкции неодинаков. Достаточный эффект применения осреднительной установки достигается при сочетании определенных ее параметров (емкости, кратности перемешивания и величины подачи используемой жидкости). Для расчетов необходимо задаваться качеством готового раствора (величиной колебаний его плотности на выходе из осреднительной установки), фактическими данными колебаний его плотности на входе осреднительной установки и требуемой пропускной способностью, обеспечивающей непрерывность цикла нагнетания тампонажного раствора в скважину.

Расчеты позволяют определить необходимую емкость осреднительной установки, выбрать перемешивающее устройство для обеспечения заданных параметров тампонажного раствора. Некоторые исследователи считают, что для улучшения качества тампонажного раствора следует вместо осреднительных установок применять установки для порционного приготовления раствора. Однако сопоставленные расчеты показывают, что такой способ приготовления раствора, обеспечивающий его высокое качество, не всегда целесообразно использовать, особенно при больших объемах закачиваемого тампонажного раствора.

Более сложная задача возникает в том случае, когда появляется необходимость цементирования скважины с использованием различных тампонажных растворов, например облегченных и нормальной плотности,

которые необходимо закачивать последовательно один за другим, сводя к минимуму их смешение.

В ВНИИКРнефти разработана конструктивная схема и предложена технология приготовления и осреднения двух типов тампонажных растворов, которую можно осуществить, используя списанное цементирующее оборудование. Кроме своего основного назначения эта осреднительная установка может быть использована как емкость для приготовления затворяющей и буферных жидкостей, а также накопления продавочной жидкости.

Установка осреднительная монтируется на шасси автомобиля КРАЗ-257 или КРАЗ-250 и включает следующие блоки:

Емкость, разделенную на два отсека с перемешивающими устройствами механического типа, оснащенную уровнемерами поплавкового типа;

Манифольд для обвязки с цементирующими агрегатами и цементно-смесительными машинами;

Пробоотборники для взятия контрольных проб раствора, выходящего из отсеков емкости.

Осреднительная установка должна быть оснащена:

легкоуправляемой запорной арматурой для раздачи раствора (жидкости) в приемные линии цементирующих агрегатов;

дренажными устройствами для слива жидкости при мойке внутренней поверхности;

откидными ограждениями, лестницами и площадками для обслуживания установки.

Для работы в ночное время установка рекомендуется использовать мерные баки списываемых цементирующих агрегатов для подачи раствора и арматуру, установленную на них, в том числе данные клапаны с рычагами управления для отбора тампонажного раствора и нагнетания его в скважину. Емкость должна состоять из трех мерных баков и должна быть разделена на два отсека, один из которых имеет вместимость 6 м^3 (используется без демонтажа агрегата ЦА-320М), а другой $8-12\text{ м}^3$. Второй отсек сваривают из двух мерных баков (из них убирают перегородки и стенки, по которым они стыкуются) и устанавливают между мерным баком агрегата и кабиной автомобиля. Из первого мерного бака убирают только перегородку. На верхней части боков устанавливают металлоконструкцию для монтажа мотор редуктора с мешалками. В каждом из двух отсеков емкости устанавливают поплавковый уровнемер и по одному пробковому крану диаметром 25 мм для отбора проб и контроля плотности раствора. Дополнительно к имеющимся на цементирующем агрегате домкратам устанавливают еще два в средней части шасси, за кабиной шофера.

Общий вид осреднительной установки представлен на рис. 3.35. Шасси автомобиля 1, мерный бак 4 с обвязкой 5 и рычагами управления 9 используются в установке без демонтажа с шасси цементирующего агрегата. Вместо технологического оборудования (насосов 9Т, 1В и двигателя ГАЗ-51А) устанавливают второй отсек емкости 2, изготовленной из двух мерных агрегатов, причем рычаги управления данными клапанами и сами клапаны одного из свариваемых мерных баков остаются без изменения, а из другого удаляются. Сварной отсек 2 устанавливают на шасси таким образом, чтобы рычаги управления 9 и данные клапаны располагались напротив рычагов управления 9 и данные клапаны первого отсека 4, а укрепленный патрубок отбора раствора из

него фланцем был подсоединен к фланцу трехходового крана 7 первого отсека (вместо приемного коллектора насоса 9Т). Для того чтобы иметь возможность управлять данными клапанами, расстояние между отсеками должно быть 700 мм. Площадка для обслуживания изготавливается по месту. В верхней части отсеков на сварных металлоконструкциях устанавливают три механические мешалки с индивидуальными электроприводами от мотор-редукторов 3 МП02-15 мощностью по 7,5 кВт каждый (мешалка типа 0,5, диаметр перемешивающего органа 710 мм, частота вращения 63 об/мин). В плане мешалки располагают на пересечении диагоналей мерных баков. Перемешивающие органы мешалок расположены на расстоянии 350 мм от дна отсеков.

Два отсека предусмотрены для возможности одновременного приготовления и сореднения тампонажных растворов из различных исходных материалов и проведения нагнетания их в скважину без остановки процесса при минимальном их смешивании. Раствор, подаваемой в осреднительные отсеки, не должен содержать комкообразных включений.

Технология осреднения раствора и работа установки осуществляются следующим образом. Приготавливаемый одновременно двумя цементно-смесительными машинами гелцементный раствор подается насосами двух цементирувочных агрегатов в большой отсек установки со стороны, противоположной данным клапанам. При накоплении в отсеке определенного количества раствора, когда перемешивающие органы мешалок будут погружены в него на 0,5 м, включаются в работу оба перемешивающие устройства большого отсека и продолжается накопление раствора до уровня, при котором еще не происходит перелив раствора на платформу агрегата целелсообразно по отдельному трубопроводу подавать его в приемный бачок либо на землю). Работа осреднительной установки с переливом раствора недопустима.

Затем включают в работу вторую пару цементирувочных агрегатов и начинают закачивать раствор в скважину с таким темпом, чтобы уровень раствора в отсеке был наибольшим и постоянным в течение всего времени приготовления гелцементного раствора.

Перемешивающие устройства включают в момент, когда перемешивающий орган мешалки закроется на 0,5 м раствором. Перемешивающий устройство при откачке отключают в момент, когда уровень раствора окажется выше перемешивающего органа на 0,5 м. По окончании закачивания в скважину гелцементного раствора начинают закачивать в скважину одним цементирувочным агрегатом цементный раствор из малого отсека, открыв его данные клапаны и переключив трехходовой кран в необходимое для этого положение.

В это время большой отсек необходимо промыть водой, удалить из него остатки раствора и набрать в него продавочную жидкость. Малый отсек в начале процесса можно использовать для накопления затворяющей или буферной жидкости.

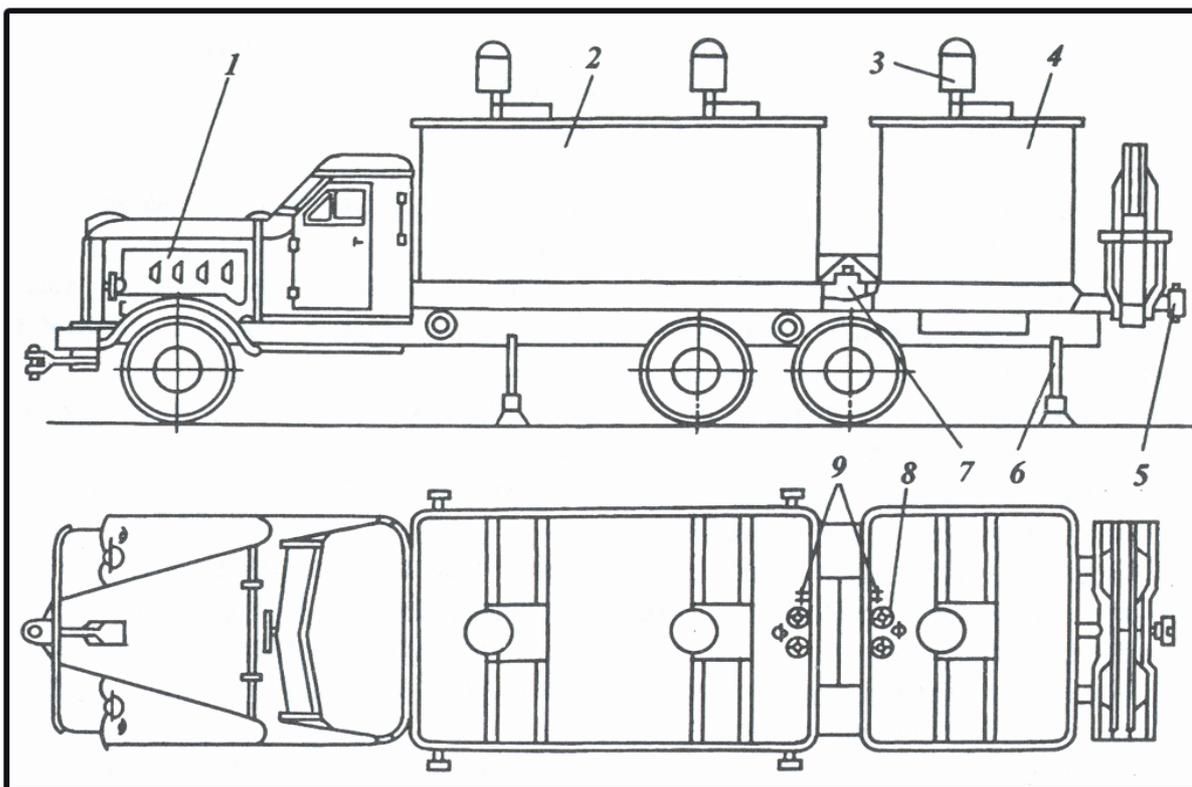


Рис. 3.35. Общий вид осреднительной установки:

1-шасси автомобиля; 2-второй отсек; 3-мотор редуктор; 4-первый отсек (мерный бак); 5-обвязка; 6-домкраты; 7-трехходовой кран; 8-донные клапаны; 9-рычаги управления.

В качестве привода мешалок можно применять также мотор-редуктор типа МПО2-15 мощностью 5,5 кВт, который изготавливается заводом «Тамбовполимермаш» в комплекте с мешалкой и узлом присоединения к мотор-редуктору. Мешалка и узел присоединения к мотор-редуктору. Мешалка и узел присоединения разработаны ВНИИнефтемашем, их небольшие партии выпускает Хадыженский машиностроительный завод по шифром 2ПМ1.

Для осреднения гелцементного раствора можно применять мотор-редукторы типа МПО2-10 мощностью 3,0 кВт с перемешивающим устройством типа 2ПМ3.

Осреднительная установка УО

Установка предназначена для обработки тампонажных растворов в процессе их приготовления при цементировании нефтяных и газовых скважин. Основное назначение установки – понижение колебаний плотности тампонажного раствора при его непрерывном приготовлении или накоплении отдельных порций с последующей откачкой. Кроме того, установку применяют для приготовления буферных и других рабочих жидкостей, содержащих трудно растворимые вещества.

Установка работает только в комплекс с насосными и смесительными установками, предназначенными для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Устройство и принцип работы осреднительной установки УО

Осреднительная установка (рис. 3.36) представляют собой резервуар 5 с перемешивающим устройством 6 внутри, смонтированным на шасси трехосного автомобиля 1. В нижней части задней стенки резервуара расположена горловина 7 с установленным в ней фильтром. К горловине прикреплен коллектор 10, выполненный из трубы диаметром 168 мм и снабженный запорным устройством 9 и патрубком 8 для подсоединения цементировочных агрегатов посредством приемных рукавов с целью откачки обработанного раствора из резервуара.

Перемешивающее устройство 6 состоит из двух ленточных мешалок, лопасти которых направлены по спирали в разные стороны. При вращении мешалок образуются два встречных потока, способствующие лучшему перемешиванию раствора. Форма днища резервуара, размер и конструкции мешалок выполнены с учетом уменьшения до минимума застойных зон.

Привод перемешивающего устройства обеспечивается ходовым двигателем шасси автомобиля через коробку отбора мощности 13, карданную передачу 12 и цепную трансмиссию 2. Валы перемешивающего устройства расположены на концевых и промежуточных опорах. Концевые опоры представляют собой подшипники скольжения из текстолита, заключенные в металлические корпуса. Промежуточные опоры выполнены в виде роликов с осями. Находясь погруженными в раствор при низкой частоте вращения валов, подшипники обеспечивают достаточно надежную работу перемешивающего устройства в течение 80-120 ч.

Смена подшипников предусмотрена при техническом обслуживании установки. Уплотнение наконечников валов в передней торцовой стенке резервуара обеспечивается с помощью сальникового устройства. Соединение этих наконечников с основной частью валов мешалок осуществляется устройством со свободным сцеплением. Такое соединение исключает передачу биения вала наконечнику, что способствует сохранению сальниковых уплотнений и предотвращению пропусков жидкости во время мешалок.

В центре резервуара установлена мерная линейка с ценой делений $0,5 \text{ м}^3$, предназначенная для контроля за объемом раствора, поступающего или откачиваемого из резервуара. Резервуар установки открытого типа (без крыши). Это создает удобство при монтаже мешалок, их ремонте и обслуживании установки в целом.

Над резервуаром расположены мостики с поручнями 4 и лестница 3. На раме закреплены четыре домкрата 11, которые устанавливаются в рабочее положение перед заполнением резервуара для обеспечения устойчивости установки в процессе работы. Резервуар оборудован наливными стояками, приспособленными для подачи раствора непосредственно от цементно-смесительной машины или цементировочного агрегата.

Работа установки обеспечивается вращением мешалок с определенной частотой и выполняется следующим образом.

Вращение от коленчатого вала двигателя передается через сцепление и коробку передач автомобиля на ведущую шестерню раздаточной коробки $z_0 = 34$, от которой производится отбор мощности посредством пятиваловой коробки.

Кинематическая схема установки приведена на рис. 3.37. Перемешиванием рукоятки включения от себя с помощью тяги передается усилие на валик.

Установка работает только с насосными и смесительными установками, предназначенными для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Устройство и принцип работы осреднительной установки УО

Осреднительная установка (рис.3.35) представляет собой резервуар 5 с перемешивающим устройством 6 внутри, смонтированным на шасси трехосного автомобиля 1. В нижней части задней стенки резервуара расположена горловина 7 с установленным в ней фильтром. К горловине прикреплен коллектор 10, выполненный из трубы диаметром 168 мм и снабженный запорным устройством 9 и патрубком 8 для подсоединения цементировочных агрегатов посредством приемных рукавов с целью откачки обработанного раствора из резервуара.

Перемешивающее устройство 6 состоит из двух ленточных мешалок, лопасти которых направлены по спирали в разные стороны. При вращении мешалок образуются два встречных потока, способствующие лучшему перемешиванию раствора. Форма днища резервуара, размеры и конструкции мешалок выполнены с учетом уменьшения до минимума застойных зон.

Привод перемешивающего устройства обеспечивается ходовым двигателем шасси автомобиля через коробку отбора мощности 13, карданную передачу 12 и цепную трансмиссию 2. Валы перемешивающего устройства расположены на концевых и промежуточных опорах. Концевые опоры представляют собой подшипники скольжения из текстолита, заключенные в металлические корпуса. Промежуточные опоры выполнены в виде роликов с осями. Находясь погруженными в раствор при низкой частоте вращения валов, подшипники обеспечивают достаточно надежную работу перемешивающего устройства в течение 80-120 ч.

Смена подшипников предусмотрена при техническом обслуживании установки. Уплотнение наконечников валов в передней торцовой стенке резервуара обеспечивается с помощью сальникового устройства. Соединение этих наконечников с основной частью валов мешалок осуществляется устройством со свободным сцеплением. Такое соединение исключает передачу биения вала наконечнику, что способствует сохранению сальниковых уплотнений и предотвращению пропусков жидкости во время работы мешалок.

В центре резервуара установлена мерная линейка с ценой делений 0,5 м³, предназначенная для контроля за объемом раствора, поступающего или откачиваемого из резервуара. Резервуар установки открытого типа (без крыши). Это создает удобство при монтаже мешалок, их ремонте и обслуживании установки в целом.

Над резервуаром расположены мостики с поручнями 4 и лестница 3. На раме закреплены четыре домкрата 11, которые устанавливаются в рабочее положение перед заполнением резервуара для обеспечения устойчивости установки в процесс работы. Резервуар оборудован наливными стояками, приспособленными для подачи раствора непосредственно от цементно-смесительной машины или цементировочного агрегата.

Работа установки обеспечивается вала двигателя передается через сцепление и коробку передач автомобиля на ведущую шестерню раздаточной коробки $z_0 = 34$, от которой производится отбор мощности посредством пятивальной коробки.

Кинематическая схема установки приведена на рис. 3.36. Перемещением рукоятки включения от себя с помощью тяги передается усилие на валик включения. Вилка валика включения при этом переводит зубчатую муфту из нейтрального в крайнее правое положение. Зубчатая муфта входит в зацепление с зубчатым колесом $r_6 = 42$, передающим вращение на левое и правое колеса $27=46$. далее вращение передается карданным валам и через цепную передачу к валам мешалок. При откачивании обработанный раствор поступает к насосам через коллектор с фильтром.

Очистка фильтра от комков при заполненном резервуаре не предусмотрена.

Порядок работы на осреднительной установке УО. Установку располагают на площадке у буровой вблизи мостков, обвязывают с цементировочными агрегатами (насосными установками).

Располагая установку на площадке, необходимо обеспечить небольшой уклон (1:50) – (1:70) вдоль оси в направлении к коллектору. Установить домкраты.

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения. Для приготовления жидкости затворения или буферных составов (рис.3.38) необходимо сделать следующее.

Набрать в резервуар расчетный объем воды, нагнетательную линию цементировочного агрегата подсоединить к одному из наливных стояков установки, открыть соответствующую заслонку (кран) на отводе коллектора, включить насос и создать циркуляцию по системе установка-агрегат-установка. Включить мешалки и постепенно загружать химические реагенты в резервуар. Включение мешалок производить перемещением рукоятки от себя. Перемешивание и циркуляцию продолжать до полного растворения химических реагентов в жидкости.

Приготовленную жидкость откачать в специально приготовленную емкость или в мерные баки цементировочных агрегатов.

Обработка раствора с целью понижения колебания его плотности. Обработку тампонажного раствора установкой производят в следующем порядке. Через стояки из цементно-смесительных машин непосредственно или с помощью цементировочных агрегатов подать в резервуар установки исходный тампонажный раствор.

Включить мешалки, обеспечив частоту вращения 20-30 об/мин. После подъема уровня раствора в резервуаре выше опор валов частоту вращения мешалок довести до 45-50 об/мин.

Накопив раствор в резервуаре объемом 6-7 м³, начать откачивание его в скважину, не прекращая работы мешалок.

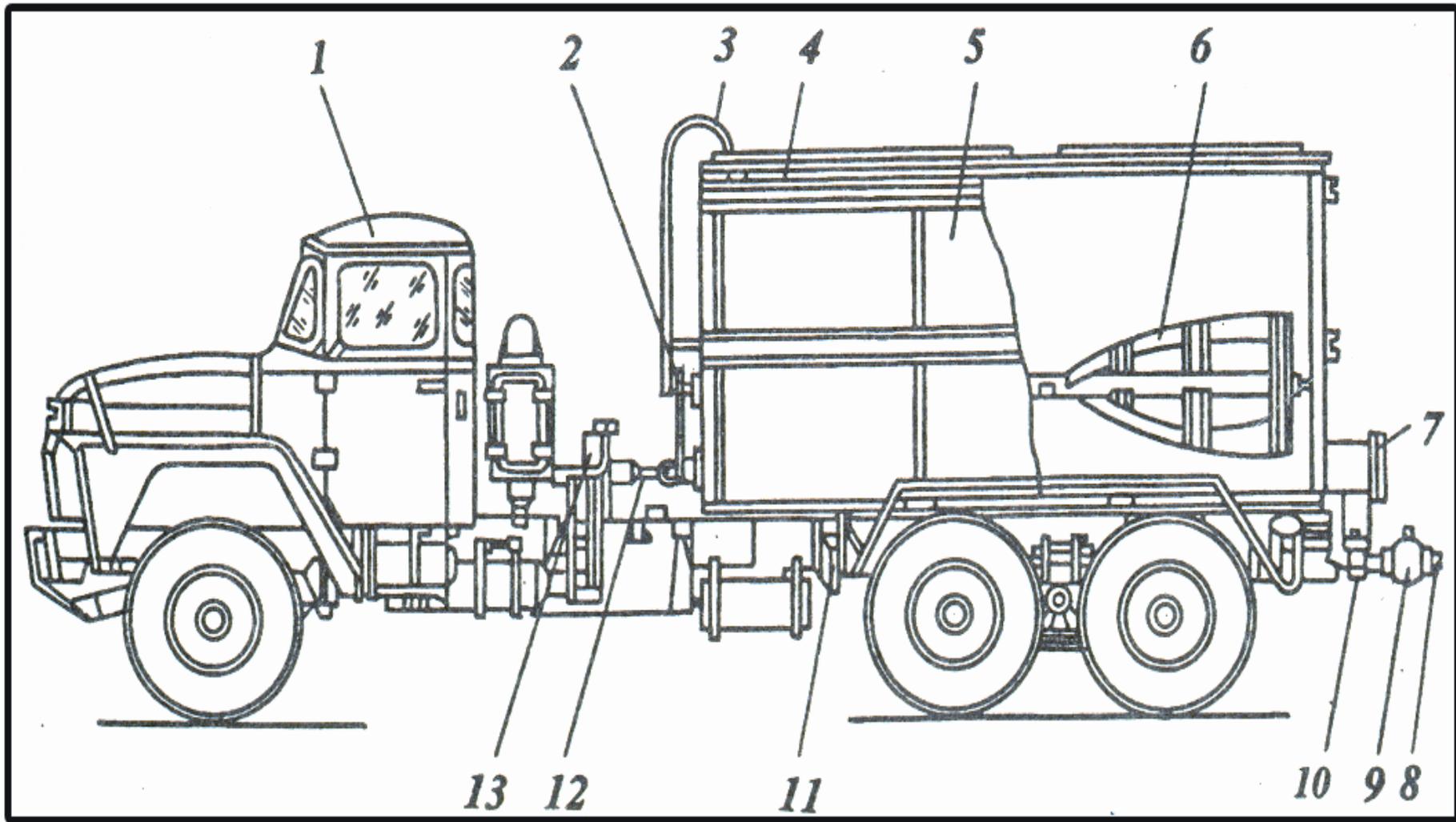


Рис. 3.36 Установка осреднительная

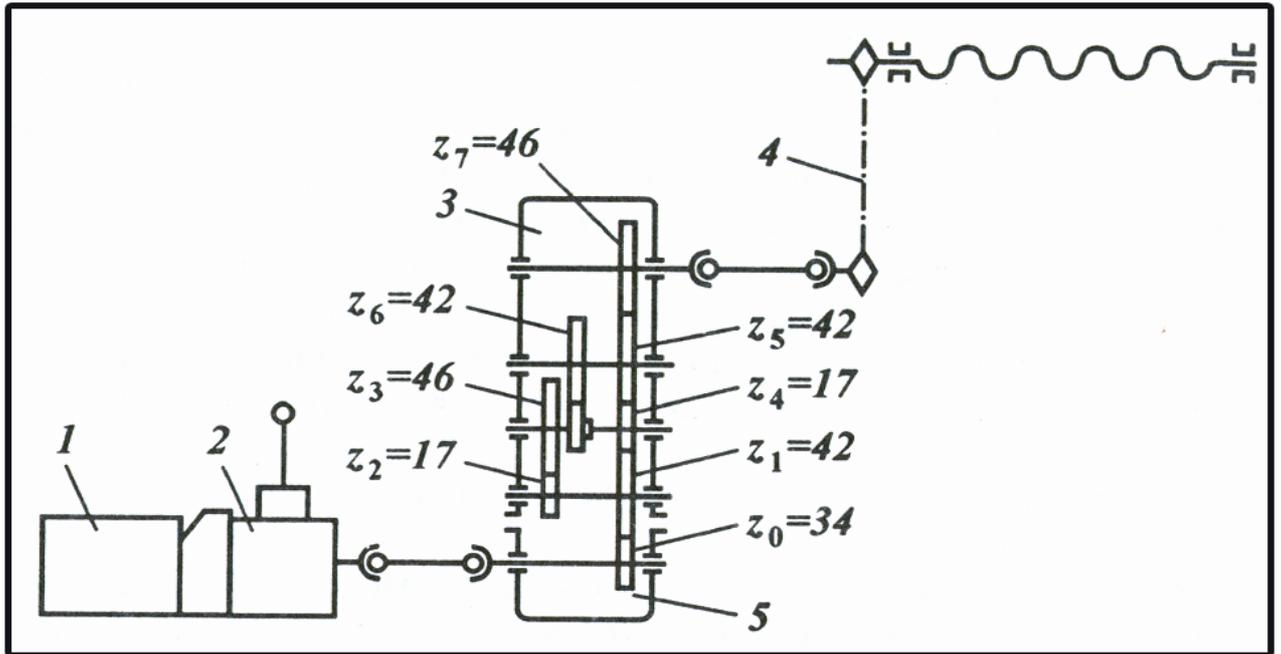


Рис.3.37. Кинематическая схема осреднительной установки:
 1-двигатель; 2-коробка перемены передач; 3-раздаточная коробка; 4-цепная трансмиссия; 5-коробка отбора мощности

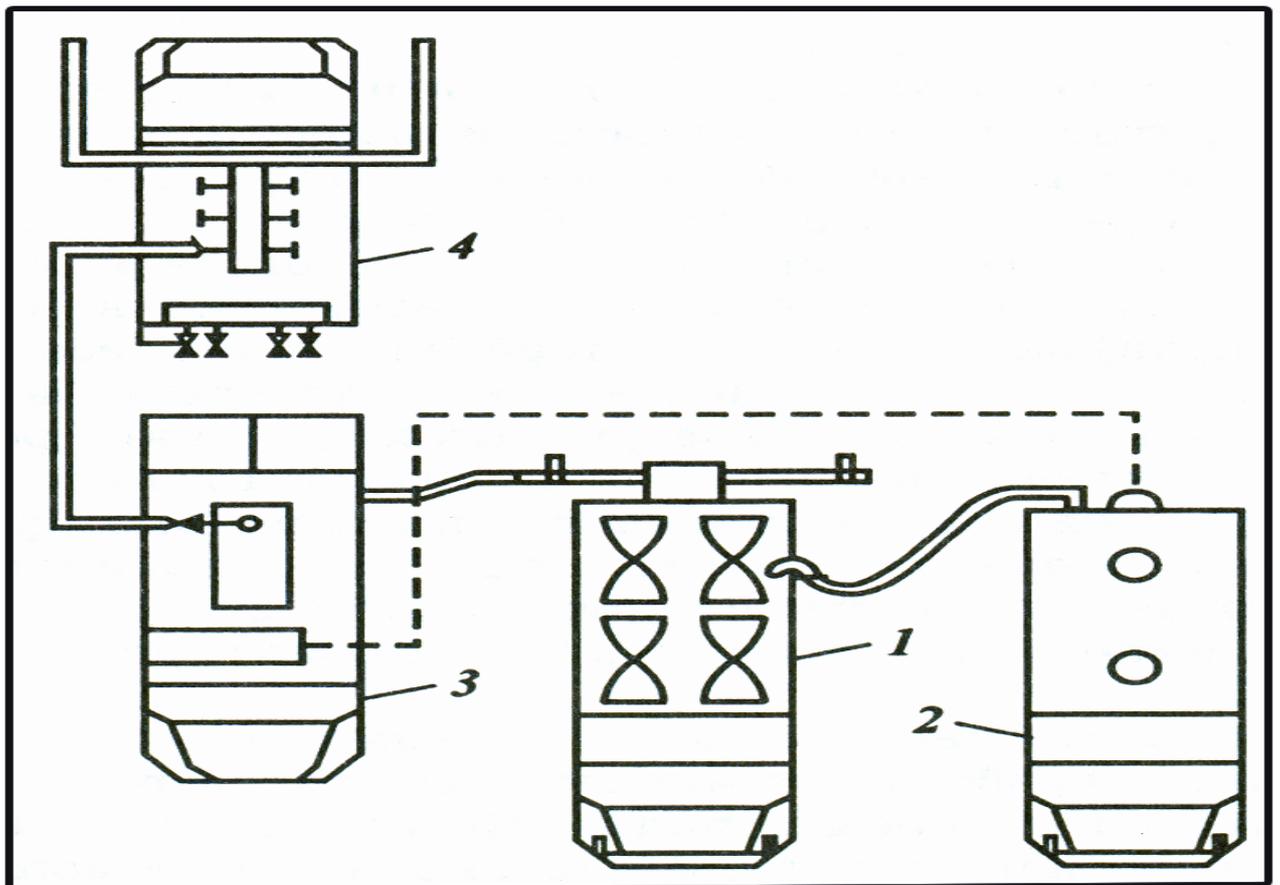


Рис.3.38. Схема обвязки оборудования при приготовлении тампонажного раствора с участием насосной установки типа УНБ:
 1-осреднительная емкость; 2-цементно-смесительная машина; 3-насосная установка УНБ-630; 4-блок манифольдов.

Приготовление тампонажного раствора порциями. Если расчетный объем тампонажного раствора не превышает вместимости резервуара установки, то откачивание его следует начать после накопления и тщательной обработки всего объема. Время перемешивания при этом должно составлять примерно 1 мин на 1м³, т.е. при полной загрузке - 12-15 мин. В процессе перемешивания следует постоянно, через каждые 1,5 – 2 мин, замерять плотность раствора. При цементировании ответственных зон в скважинах время перемешивания определяют по результатам контрольных замеров плотности.

При необходимости доутяжеления раствора, приготовляемого отдельными порциями, операцию производить в следующем порядке.

Заменить штуцер смесительного устройства цементно-смесительной машины на другой, имеющий диаметр 20 мм.

Подключить к смесительному устройству нагнетательную линию цементировочного насоса и подать раствор из резервуара под давлением 2,0-2,5 МПа, обеспечив циркуляцию по системе резервуар – цементировочный насос – смесительное устройство – резервуар.

Подать дозирующими шнеками цементно-смесительной машины утяжеляющий материал в смесительное устройство.

При осуществлении операции по утяжелению тампонажного раствора мешалки должны работать непрерывно до конца его откачивания из резервуара. Операцию продолжать до получения заданной плотности, после чего остановить работу цементно-смесительной машины и переключить цементировочный насос на откачивание раствора в скважину.

После окончания работы установка должна быть вымыта. Особое внимание необходимо уделить при этом внутренней полости резервуара.

Установки насосные и цементировочные агрегаты в специальном исполнении

Разработан комплекс оборудования для цементирования скважин в труднодоступных районах, состоящий из цементировочного агрегата, цементовозов и смесительного блока. Каждый агрегат представляет собой единый блок, который может быть использован не только при цементировании скважин, но и для проведения других работ. Цементировочный агрегат можно применять для нагнетания жидкостей при гидропескоструйной перфорации, установке нефтяных ванн, глушении фонтанов и т.д. Смесительный блок может быть использован при цементировании обсадных колонн с помощью буровых насосов, для подачи воды и т.д.

Цементировочные агрегаты в специальном исполнении отличаются друг от друга транспортными базами и способами доставки к месту проведения работ. Они могут быть смонтированы на раме (5ЦА-320), на санях (5ЦА-320С), а также на прицепе с болотными гусеницами (5ЦА-320ГБ).

Цементировочный агрегат 5ЦА-320

Цементировочные агрегаты типа 5ЦА-320 состоят из силовой установки, включающей двигатель внутреннего сгорания с воспламенением от сжатия и пятискоростную коробку передач; цементировочного насоса 9Т; мерного бака вместимостью 4м³;

вспомогательного оборудования и пульта управления, смонтированных на транспортной базе.

Устройство и принцип работы цементирующего агрегата 5ЦА-320. Цементируочный агрегат 5ЦА-320 (рис.6.19) состоит из силовой установки, насоса 9Т, мерного бака и вспомогательного оборудования, установленных на специальной жесткой раме, а также поста управления.

На раме предусмотрены четыре пальца, к которым крепят тросы для транспортирования агрегата на внешней подвеске вертолете.

Силовая установка расположена в передней части рамы и состоит из двигателя ЯМЗ-238, сцепления, коробки перемены передач, систем питания топливом, смазки, водяного охлаждения, выпуска газов, а также электрооборудования.

Двигатель ЯМЗ-238 – V-образный восьмицилиндровый четырехтактный дизельный. На маховике двигателя установлено сухое двухдисковое сцепление. К картеру маховика крепится пятискоростная коробка перемены передач ЯМЗ-236С.

Двигатель установлен на трех опорах: двух задних и одной передней. Кроме того, предусмотрена дополнительная опора на заднем торце коробки перемены передач, служащая для разгрузки болтов крепления картера сцепления.

Система питания двигателя топливом состоит из одного топливного бака от автомобиля ЗИЛ-157 вместимостью 150 л, расположенного на пастиле слева от двигателя, фильтра-отстойника и трубопроводов. Система смазки смешанная – под давлением и с разбрызгиванием с дополнением картера маслом.

Для охлаждения масла в систему смазки параллельного включены два последовательно соединенных радиатора трубчато-пластинчатого типа, установленных впереди водяного радиатора. Давление масла на прогревом двигателе должно составлять 0,4-0,7 МПа при $n=2100$ об/мин и не менее 0,1 МПа при минимальной частоте вращения холостого хода.

После длительной эксплуатации допускается работа двигателя при давлении масла в системе смазки не ниже 0,35 МПа на номинальной частоте вращения вала и не ниже 0,05 МПа на минимальной.

Насос нагнетает масло в систему через фильтр грубой очистки, в корпусе которого установлен клапан. Вследствие загрязнения фильтра перепад давления до фильтра и после него достигает 0,2-0,25 МПа, и часто клапан пропускает неочищенное масло в систему.

Система охлаждения двигателя жидкостная закрытого типа с принудительной циркуляцией охлаждающей жидкости. Радиатор трубчато-пластинчатого типа. Для повышения теплоотдачи радиатора к его боковинам прикрепляется специальный диффузор, внутри которого вращается вентилятор. Система охлаждения оборудована двумя термостатами, регулирующими температуру охлаждающей жидкости.

Клапаны термостатов начинают открываться при температуре $70+2^{\circ}\text{C}$ и полностью открываются при температуре 85°C , направляя жидкость к насосу; система охлаждения снабжена также дистанционным термометром.

Для нормальной работы двигателя температура охлаждающей жидкости не должна превышать $75-95^{\circ}\text{C}$. При понижении температуры до 70°C следует прикрывать жалюзи, а если необходимо утеплять капот и радиатор защитными кожухами.

Система выпуска выхлопных газов состоит из двух выхлопных труб,

которые соединяются в одну, выведенную из-под капота вверх. Последняя соединена с расположенным поперек капота искрогасителем. Выхлопные газы, пройдя искрогаситель, через вертикальный патрубок выбрасываются в атмосферу.

Вся силовая установка помещается под капотом, снабженном двумя съемными боковыми дверцами и двумя откидывающимися крыльями. На передней стенке капота крепится облицовка радиатора. Капот прикреплен болтами к настилу и раме радиатора.

Рычаги управления силовой установкой и клапанами мерной емкости расположены на централизованном посту управления. Сюда же введены рычаги управления подачей топлива, остановки двигателя, включения сцепления, переключения скоростей коробки передач.

На посту управления также установлены выключатели массы и кнопка стартера.

Коробка перемены передач – трехходовая пятиступенчатая. Все шестерни коробки находятся в постоянном зацеплении.

Первичный вал коробки перемены передач на двух шариковых подшипниках, из которых задний установлен в передней стенке картера коробки и воспринимает осевые и радиальные нагрузки. Второй подшипник помещается в маховике двигателя.

Промежуточный вал также смонтирован на двух подшипниках, из которых передний – роликовый, а задний, воспринимающий радиальные и осевые нагрузки, - шариковый. Вторичный вал коробки перемены передач передним концом опирается на роликовый подшипник, помещенный в гнезде первичного вала.

Задний конец вторичного вала опирается на шариковый подшипник, установленный в задней стенке картера коробки перемены передач и удерживающей вал от продольных перемещений. Все шестерни вторичного вала, кроме шестерни I передачи, свободно вращаются относительно вала на игольчатых подшипниках. Для безударного включения II, III, IV и V передач предусмотрены два синхронизатора инерционного типа.

Для смазки коробки перемены передач используют трансмиссионное масло ТС-14,5 с присадкой ДФ-11. Заменители: зимой- авиационные масла МС-20, летом-МС-14, а также всесезонное масло МТ-16П.

Зубья шестерн и подшипники валов смазываются разбрызгиванием масла, игольчатые подшипники шестерн вторичного вала- маслом под давлением. Для этого на картере коробки перемены передач установлен шестеренчатый масляный насос, приводимый во вращение от переднего конца промежуточного вала.

В верхней крышке коробки расположены узлы механизма переключений. Уход за коробкой передач заключается в периодической проверке уровня масла, своевременной смена масла и переходе на соответствующий сезону сорт масла.

Через каждые 50 ч работы нужно проверять уровень масла в картере. Для этого необходимо отвинтить контрольную пробку, расположенную на левой стенке картера коробки внизу. Масло требуется менять через каждые 200-300 ч работы. Масло из картера коробки перемены передач нужно сливать через оба сливных отверстия.

Масло заливают через заливное отверстие, расположенное на верхней крышке коробки перемены передач справа. При смене масла картер коробки следует обязательно промывать дизельным топливом.

Карданный вал открытого типа с шарнирами, установленными на

игольчатых подшипниках, передает крутящий момент от коробки перемены передач к насосу. Шлицевое соединение смазывают с помощью масленки, ввинченной в скользящую вилку. Смазка к игольчатым подшипникам поступает от пресс-масленки через сквозные каналы в крестовине. В центре крестовины помещен предохранительный клапан, который выпускает излишнее масло при заполнении им каналов крестовины и предотвращает повышение давления масла внутри крестовины при нагреве ее во время работы.

В первый раз необходимо смазать узел агрегата после 50 ч работы, а в последующие – через каждые 100 ч работы.

Запрещается смазывать игольчатые подшипники солидолом или другой смазкой, так как они быстро выходят из строя вследствие затвердевания солидола в каналах. Через каждые 40-50 ч работы следует проверять креп-

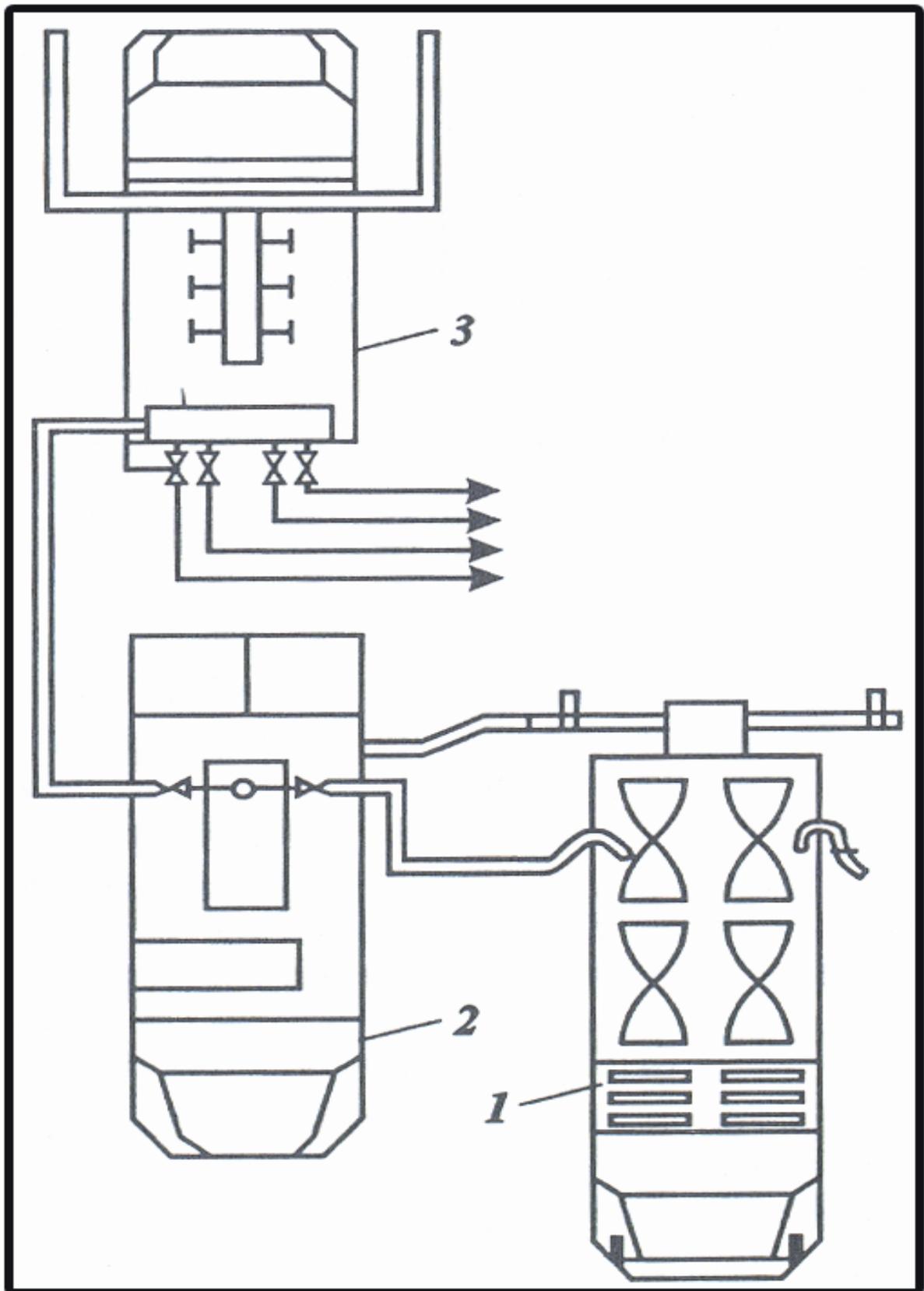


Рис.3.39. Схема обвязки цементировочного агрегата с осреднительной емкостью для приготовления жидкости затворения (буферной жидкости):

1-осреднительная емкость; 2-цементировочный агрегат; 3-блок манифольда.

ления фланцев карданного вала. Все болты крепления должны быть затянуты до отказа.

Необходимо также проверять люфт крестовины в подшипниках. При

наличии значительного радиального и торцового зазора в подшипниках крестовин требуется разобрать шарниры и в случае необходимости заменить подшипники и крестовины. Через каждые 100-120 ч работы надо проверять состояние шлицевого конца вала. При наличии задиров или больших износов шлицев необходимо заменить вал. Скользящее шлицевое соединение после разборки должно быть собрано так, чтобы стрелки, нанесенные на валу и скользящей вилке, располагались на одной прямой.

Шарниры после сборки должны иметь свободное вращение. Если вращение их несколько затруднено, значит, крестовины зажаты с торцов крышками подшипников.

Цементировочный насос 9Т. Цементировочные насосы, установленные на агрегатах типа 5ЦА-320 и ЦА-320М, абсолютно одинаковы. При эксплуатации ремонте этих насосов необходимо руководствоваться материалами, относящимися к агрегату ЦА-320М.

Манифольд агрегата включает мерный блок, трубопроводы и арматуру для приема, раздачи и нагнетания жидкости. Мерная емкость агрегата установлена на раме между насосом и силовой установкой и разделена перегородкой на две равные части: в каждой половине установлены мерные рейки с ценой деления $0,1\text{м}^3$.

Донные клапаны, как и в агрегатах других типов, позволяют соединять ту или другую половину (или обе половины) мерной емкости с небольшой камерой под ее днищем. Одна приемная 102-мм линия связывает камеру по днищем мерной емкости через трехходовой кран с коллектором насоса. От этой приемной линии через трехходовой кран в торец отходит раздающая 102-мм линия.

На приемной линии предусмотрен сливной краник. В холодную погоду после окончания работы агрегата жидкость, оставшаяся в приемной линии, обязательно нужно слить, открыв сливной краник.

Вторая приемная 102-мм линия позволяет забирать жидкость из цементного бачка, расположенного на земле.

Нагнетательная 51-мм линия насоса 9Т выведена вправо и назад, на этой линии установлен проходной кран диаметром 51 мм.

Сборная 51-мм линия через секторный 25,4-мм кран связывает левый напорный трубопровод насоса с мерной емкостью.

Наливная 51-мм линия расположена с левой стороны агрегата и служит для наполнения мерной емкости жидкостью.

Мерная емкость заполняется жидкостью по трубопроводу диаметром 50 мм, имеющему разветвления с проходными кранами и угольниками на концах в каждую половину бака. Кроме того, в мерную емкость выведена нагнетательная линия насоса, снабженная краном с верньером, условный проход которого составляет 25 мм. От этой же линии идет основной нагнетательный трубопровод с проходным краном диаметром 50 мм. От мерной емкости к насосу идет приемный трубопровод диаметром 100 мм, имеющий после донных клапанов трехходовой кран и вторую приемную линию. На гидравлической части насоса установлены воздушный колпак небольших размеров с манометром и предохранительный клапан. Для соединения нагнетательной линии агрегата с устьем скважины служит гибкий металлический шланг, состоящий из 51-мм труб высокого давления, установленных на специальных стойках с правой и левой сторон агрегата, и шарниров, установленных на настиле с правой стороны агрегата.

Агрегат 5ЦА-320ГБ

Агрегат в этом исполнении вследствие невысокого удельного давления на грунт, не превышающего давление болотного трактора С-100Б, может транспортироваться этим трактором по заболоченной местности и слабым грунтом. Основное отличие его от агрегата 5ЦА-320С заключается в том, что его базовая модель 5ЦА-320 смонтирована не на санях, а на прицепе, оборудовано гусеничными тележками болотного трактора С-110Б.

Габариты агрегата (мм) – 8050х3300х3870; масса 16 040 кг.

При эксплуатации агрегата 5ЦА-320ГБ, кроме обслуживания основного оборудования, необходимо тщательно следить за состоянием гусеничных тележек прицепа агрегата.

Сорта смазок для различных узлов указаны в инструкции по эксплуатации и агрегата.

Основные правила по уходу и эксплуатации:

категорически запрещается смазывать шарнирные соединения гусениц, так как при этом вследствие налипания пыли и грязи они быстро изнашиваются;

следует наполнять смазкой верхние и нижние катки через каждые 120 ч работы гусеничных тележек (общая вместимость одного катка 480-500г);

через каждые 480 ч работы гусеничных тележек полости катков нужно промывать маслом с помощью шприца до удаления загрязнения и выхода чистого масла;

необходимо ежемесячно следить за наличием масла в полости катков и проводить его дозаправку;

смазывать натяжные колеса той же смазкой и с той же периодичностью, как и катки;

необходимо наполнять смазкой подшипники гусеничных тележек на полуосях через каждые 10 ч работы гусениц (до выхода старой смазки);

концевые подшипники тележек нужно наполнять смазкой через каждые 120 ч работы гусениц;

необходимо контролировать натяжения гусеницы, приподняв ее ломиком над верхним катком (при правильной регулировке ее можно приподнять на 40-50мм).

Таблица 3.16

Рекомендуемые режимы работы агрегатов типа 5ЦА-320

Гидравлическая мощность, кВт	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Включенная передача	Частота вращения вала насоса, об/мин	Давление (МПа) при диаметре цилиндрической втулки, мм			Подача насоса (л/с) при диаметре цилиндрической втулки, мм		
				100	115	127	100	115	127
116	2000	II	33,6	32,0	23,0	18,5	3,56	4,75	5,95
		III	64,2	16,8	12,6	10,0	6,80	9,08	11,36
		IV	97,5	11,1	8,3	6,6	10,30	13,79	17,25
		V	147,8	7,3	5,4	4,4	15,65	20,90	26,16
105	1800	II	30,2	32,0	23,0	18,5	3,20	4,27	5,34
		III	57,7	17,6	13,2	10,5	6,11	8,16	10,21
		IV	87,8	11,6	8,6	6,9	9,30	12,42	15,54
		V	133,0	7,6	5,7	4,6	14,08	18,81	23,54
95	1500	II	25,2	32,0	23,0	18,5	2,67	3,56	4,46
		III	48,1	18,9	14,2	11,3	5,09	6,80	8,51
		IV	73,2	12,4	9,3	7,4	7,75	10,35	12,96
		V	110,9	8,2	6,1	4,9	11,75	15,69	19,63

При регулировке натяжения гусеницы необходимо: отпустить гайки на вилке натяжного колеса; поворачивая регулировочный винт натяжного устройства, довести натяжение гусеницы до необходимой величины; продвинуть прицеп назад или вперед для равномерного распределения гусеницы; вторично проверить регулировку и затем затянуть гайки на вилке натяжного колеса.

Для предупреждения отвинчивания регулировочного винта необходимо следить за тем, чтобы расстояние между вилкой натяжного колеса и направляющим кронштейном регулировочного винта не превышало 210мм. При большем ослаблении можно снять одно звено.

Блок водоподающий БВ-15

При цементированиях, а также при выполнении других работ часто возникает необходимость перекачивать какую-либо жидкость. Например, при приготовлении тампонажного раствора нужно подавать затворения в смесительное устройство или воду в цементировочные агрегаты и т.п. Использовать для этого цементировочный агрегат нерационально. Для этой цели был создан так называемый водоподающий блок в который входят трехплунжерный насос 1В с приводным двигателем ГАЗ-51А и коробкой перемены передач с рычагами управления, пульт с приборами контроля температуры охлаждающей воды и давления масла в системе смазки двигателя, а также средство управления режимом приводного двигателя.

Водоподающий блок БВ-15 (рис.3.40) оснащается цементно-смесительным устройством гидровакуумного типа с приемной воронкой и напорной трубой, цементным бачком с сеткой, всасывающим и нагнетательным шлангами в сборе, благодаря чему он может быть использован для автономного приготовления различных растворов. Оборудование водоподающего блока БВ-15 смонтировано на прицепе или на санях.

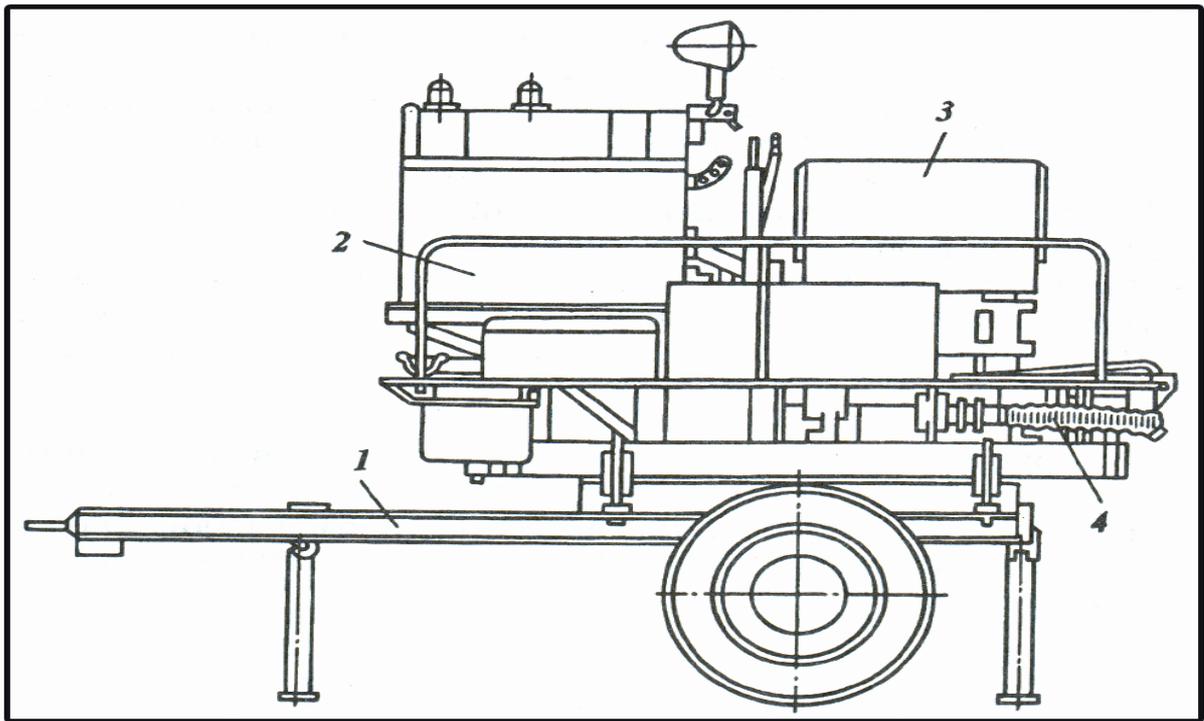


Рис.3.40. Водоподающий блок БВ-1-15:

1-прицеп; 2-двигатель с коробкой перемены передач и рычагами управления; 3- водоподающий насос 1В; 3-манифольд

Таблица 3.17

Техническая характеристика водоподающего блока

Наименование	Показатель
Максимальная подача, л/с	13
Давление, МПа	1,5
Производительность цементно-смесительного устройства, (при пересчете на сухой цемент), т/мин	1,0

Ремонт и техническое обслуживание водоподающего блока необходимо проводить в соответствии с разделами по эксплуатации агрегата ЦА-320М, относящимся к двигателю ГАЗ-51А и насосу 1 В, а также цементно-смесительной машине 2СМН-20. различие заключается лишь в том, что смесительную воронку блока БВ-15 сухой материал подается вручную.

3.8. Контроль процесса цементирования и управление им

Для успешного проведения процесса цементирования и качественного разобщения пластов необходимо выполнение ряда условий. Основные из них – соблюдение заданного режима цементирования, обуславливающего достижение максимально допустимой скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве при допустимых давлениях на цементированной головке, забое и в необсаженном стволе скважины, а также заданного времени цементирования в соответствии с рецептурой подобранного для цементирования тампонажного раствора.

Основным параметром, по которому можно судить о соответствии свойств тампонажного раствора, приготовляемого при цементировании и подобранного в лаборатории, является его плотность ρ . В настоящее время применяются растворы плотностью от 1,0 до 2,5 г/см³. Даже весьма незначительные отклонения плотности раствора от заданной приводят к значительным изменениям его свойств. Для раствора из чистых портландцементов допускается отклонение плотности от заданной не более $\pm 0,03$ г/см³, а для утяжеленных или облегченных растворов - не более $\pm 0,05$ г/см³.

В связи с этим контролировать плотность раствора при цементировании нужно таким прибором, который позволяет проводить измерения с требуемой точностью. Кроме того, следует отметить, что применяемый в настоящее время метод подсчета плотности раствора как среднеарифметического всех замеров в процессе приготовления раствора непригоден для оценки, поскольку среднее арифметическое не дает представления о фактических отклонениях плотности раствора от заданной и о количествах некондиционного раствора, закачанного в скважину, в случае значительных отклонений его плотности и, естественно, свойств.

Обычно требуется определить плотность приготавливаемого раствора каждой цементно-смесительной машиной (установкой смесительной) специальным ареометром типа АБР (АГ-2), по данным которого вносят коррективы в режим работы по приготовлению раствора. В начальный период приготовления раствора плотность замеряют каждые 30-50 с. Это позволяет сократить время выхода на заданную плотность раствора. Последние смесительные установки УС6-30 оснащаются тахометрами, что позволяет, ориентируясь на опыт предшествующих цементирований, быстрее получать кондиционный раствор. В смесительных установках с пневматической подачей сухого материала в смесительное устройство скорость подачи регулируется задвижкой.

При цементировании обязательно должна использоваться станция контроля цементирования типа СКЦ. Эта станция позволяет замерять и регистрировать основные параметры цементирования, в том числе и плотность закачиваемого раствора. Таким образом, по диаграммной ленте после цементирования можно оценить, какой по качеству раствор закачан в различные интервалы скважины. Однако оперативно управлять процессом приготовления раствора каждой смесительной установкой по показаниям СКЦ нельзя.

В процессе цементирования весьма важно иметь представление о так называемой подвижности раствора, т.е. о возможности прокачивания его насосами цементировочных агрегатов по гидравлической системе наземное оборудование - скважина.

Подвижность раствора определяют по конусу АзНИИ. Величину диаметра расплыва раствора на стеклянной шкале этого прибора принято считать подвижностью (растекаемостью) раствора. Раствор считается соответствующим действующим ГОСТам, если диаметр круга его расплыва не менее 180 мм. Для глубоких скважин с малыми зазорами величину подвижности следует увеличивать до 220 мм. Растекаемость с помощью прибора АзНИИ можно определять очень быстро, что позволяет при необходимости оперативно регулировать качество раствора.

Поскольку растекаемость раствора не определяет его реологических

свойств и не дает представления об изменении его подвижности во времени, ее необходимо рассматривать как ориентировочно отражающую свойства раствора.

Для получения раствора с помощью гидровакуумного смесительного устройства, которым оснащаются смесительные установки, очень важно правильно выбрать соотношение между сухим материалом и жидкостью, подаваемыми в смесительное устройство. О темпе подачи сухого материала в смеситель можно судить по частоте вращения подающих шнеков (по показаниям тахометра), а жидкости затворения - по давлению в линии перед смесительным устройством.

Давление нагнетания тампонажного раствора, буферной и продавочной жидкостей контролируется по манометрам, установленным на насосах установок и цементировочной головке, и регистрируется на диаграммной ленте вторичного прибора станции контроля, датчик которого установлен на блоке манифольда.

Вследствие высокой пульсации давления в нагнетательных линиях цементировочных агрегатов манометры оснащают демпфирующими устройствами, предохраняющими механизм манометра от поломок, однако такое "заглубление" прибора затрудняет определение момента посадки верхней разделительной пробки на стоп-кольцо, при котором не допускается превышение давления над рабочим более чем на 2,5-3,0 МПа. Кроме того, максимальные давления пульсации в большинстве случаев превосходят значения давления опрессовки, что недопустимо, а между тем манометры с демпфером величину этих пиковых давлений не фиксируют.

В последней модели станции контроля предусмотрена возможность регистрации момента посадки разделительной пробки на стоп-кольцо по давлению на диаграммной ленте в большем масштабе, что значительно облегчает фиксирование этого момента.

Темп и объем закачанного в скважину тампонажного раствора следует контролировать по данным станции контроля цементирования и количеству использованной жидкости затворения. Расхождение фактического и расчетного объемов приготовленного раствора более чем на 5 % не допускается.

Объемы буферной и продавочной жидкостей, закачанных в скважину, контролируют с помощью мерных емкостей насосных установок и расходомера станции контроля цементирования. Если после закачивания расчетного объема продавочной жидкости "давление стоп" не зафиксировано, допускается закачать еще 5 % жидкости от расчетного объема.

В настоящее время вместо станции контроля цементирования СКЦ2М-69 выпускаются более совершенная станция СКЦ2М-80 и ее модификации.

Станция контроля цементирования СКЦ2М-80

Станция СКЦ2М-80 предназначена для автоматического контроля на устье нефтяных и газовых скважин основных параметров закачиваемых электропроводящих жидкостей и технологических режимов процесса, а также для оперативного управления этим процессом и параметрами раствора.

Станция СКЦ2М-80 является самоходным комплексом измерительных и вспомогательных средств, размещенных на двух автомашинах

повышенной проходимости, и состоит из блока манифольдов с измерительными преобразователями и блока лаборатории со вторичными и вспомогательными приборами. С помощью аппаратуры станции можно контролировать и регистрировать следующие технологические параметры: давление, мгновенный расход, суммарный объем и плотность закачиваемой жидкости.

Станцию СКЦ2М-80 можно использовать при проведении гидроразрыва пласта и других технологических операций.

Выпускаются также блочные модификации станции с индексами в шифре 01 и 02. Первая предназначена для использования в составе систем контроля на морских плавучих буровых установках, буровых судах и стационарных много-ярусных платформах, вторая - для использования на морских эстакадах, одиночных мелководных платформах и на труднодоступных разведочных буровых на суше.

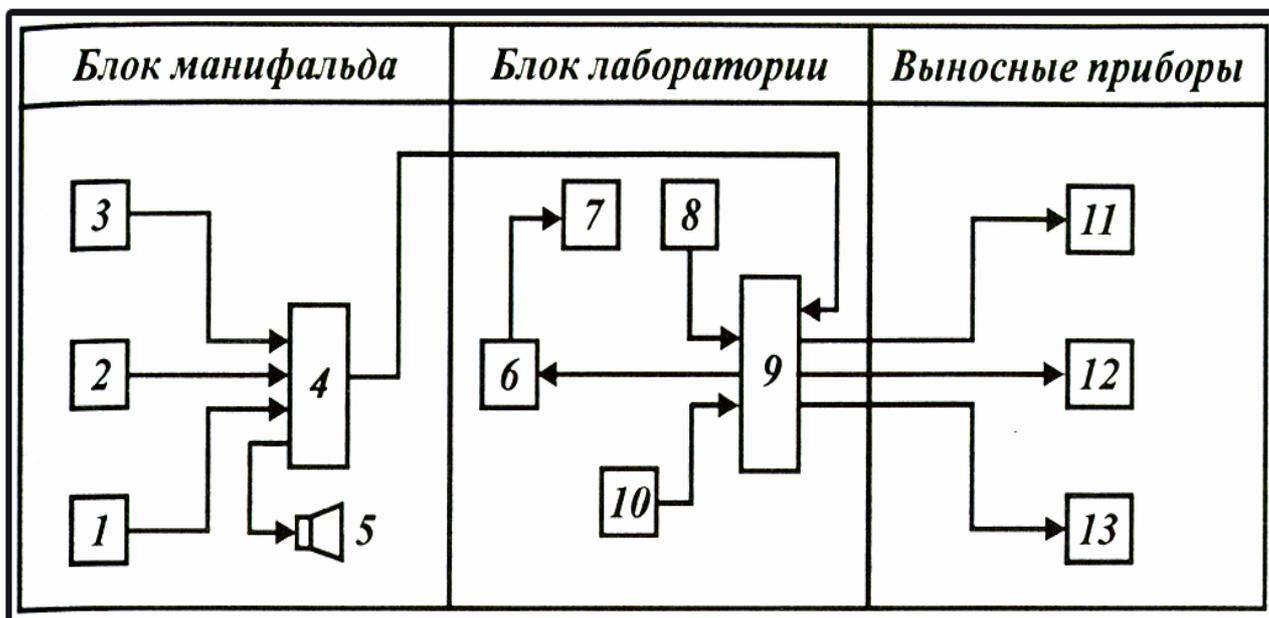


Рис. 3.41. Структурная схема станции контроля цементирования СКЦ2М-80:
 1,2,3 - преобразователь соответственно расхода, плотности и давления; 4 ~ вводная коробка; 5 - громкоговоритель; 6 - блок режимов цементирования; 7 - блок регистраторов; 8 - блок силовой и связи; 9 - панель разъемов; 10 -усилитель громкоговорящей связи; 11 - выносной указатель контролируемых параметров; 12 - выносной указатель плотности; 13 - выносной блок связи

Структурная схема станции СКЦ2М-80 приведена на рис. 3.41.

Основой функционирования станции являются приборы измерения давления, плотности и расхода раствора, прокачанного через цементировочный манифольд.

Электрические сигналы, несущие измерительную информацию от преобразователей расхода 1, плотности 2 и давления 3, расположенных в линии цементировочного манифольда, поступают через вводную коробку 4 и панель разъемов 9 на блок режимов цементирования 6 и блок регистраторов 7. Информация о наличии давления, плотности и расхода отображается на стрелочных показывающих приборах блока режима цементирования, а объем закачанного раствора - на электронном и электромеханическом счетчиках. Дублирование показаний осуществлено с целью повышения надежности получаемых данных при ответственных

технологических операциях, а также на случай кратковременного отключения электропитания. Вся измерительная информация регистрируется на диаграммных лентах четырех приборов Н-392, на боковом поле которых дополнительно регистрируется объем закачанного раствора.

Три самопишущих прибора регистрируют на диаграммной ленте величины давления, расхода и плотности раствора, а четвертый - изменение давления при работе в режиме "Стоп". Все эти приборы имеют отметчик, фиксирующий закачку 1 м³ жидкости.

Каналы контроля давления и плотности раствора имеют световую сигнализацию, мигающий режим горения которых означает отклонение величин контролируемых параметров от заданных рукоятками соответствующих установок.

В состав станции контроля включена система оперативного управления процессом: громкоговоритель 5 и усилитель громкоговорящей связи 10, выносные указатели контролируемых параметров 11 и выносной указатель плотности 12, дублирующие показания прибора блоков регистраторов, а также телефонную связь с оператором станции, находящимся в автомобиле-лаборатории, и прямой выход на громкоговорящую установку.

Плотность раствора измеряют специальным прибором.

Для компенсации влияния температуры, давления и внешних механических воздействий в приборе применяются два вибратора с разными массами, что обуславливает их разные собственные частоты.

Частотные сигналы с вибраторов поступают на преобразователь фазности частот в напряжение с одновременной линейризацией характеристики преобразования плотность - напряжение.

Принцип действия прибора для измерения расхода основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный преобразователь расхода представляет собой участок трубы из немагнитной стали с изолированной внутренней поверхностью и двумя диаметрально расположенными изолированными электродами, с которых снимается измерительный сигнал. На среднем участке имеется прямоугольный магнитопровод, создающий внутри трубы магнитное поле.

Для измерения давления в станции применен серийный преобразователь давления ПДР1, принцип действия которого основан на преобразовании прогиба мембраны чашеобразного упругого элемента, воспринимающего непосредственно (без разделителя) давление в контролируемой линии. Полученный в датчике сигнал после преобразования поступает на показывающий прибор М-381 контроля давления и самопишущий прибор К-392, регистрирующий давление по шкале "Стоп". Это позволяет наблюдать и регистрировать в большом масштабе небольшие изменения давления, четко устанавливая момент посадки разделительной пробки на стоп-кольцо во время продавливания тампонажного раствора. При этом есть возможность наблюдать и регистрировать отклонение давления ± 4 МПа по всей ширине ленты, а второй прибор Н-392 в это же время регистрирует истинное давление в первоначальном масштабе.

Диапазоны измерения контролируемых параметров и пределы допускаемой погрешности приведены в табл. 3.18.

Таблица 3.18

Диапазоны измерения параметров

Контролируемый параметр	Диапазон измерения	пределы допускаемого значения основной погрешности измерения, %		
		электрических выходных сигналов	показывающих приборов	регистрирующих приборов
СКЦ2М-80				
Давление, МПа	0-40	-	±2,5	±4,0
Плотность, г/см ³	0,8-2,6	-	±2,0	±4,0
Расход, л/с	0-100	-	±2,5	±4,0
Объем, м ³	2-999,9	-	±2,5	-
СКЦ2М-80-01 (СКЦ2М-80-02)				
Давление, МПа	0-40	±1,5	±2,5	±4,0
Плотность, г/см ³	0,8-2,6	±1,0	±2,0	±4,0
Расход, л/с	0-100	±2,5	±2,5	±4,0
Объем, м ³	2-999,9	±2,5	±2,5	-

Данная насосная установка предназначена для выполнения тех же работ, что и другие насосные установки, но отличается от них тем, что ее оборудование смонтировано не на шасси автомобиля, а на раме (буква "Р" в шифре). Она предназначена для выполнения работ на морских нефтяных и газовых скважинах, расположенных на отдельных основаниях и приэстакадных площадках, а также может быть использована при бурении отдельно расположенных и кустовых скважин.

3.9. Самоходные компрессорные установки

Компрессорные станции предназначены для сжатия атмосферного воздуха и нагнетания сжатого воздуха в процессе бурения скважин и вскрытия продуктивных нефтяных, газовых и газоконденсатных пластов с использованием газообразных агентов (воздуха, аэрированных буровых растворов и пен), освоения и капитального ремонта скважин, испытания и очистки нефте- и газопроводов, а также (при необходимости применения сжатого воздуха с параметрами, указанными в технической характеристике) при проведении инженерно-строительных, ремонтных, дорожных и других работ.

Самоходная компрессорная станция СД-9/101М (рис. 3.42). Все оборудование станции смонтировано на общей раме, установленной на шасси автомобиля КраЗ, и защищено от воздействия атмосферных осадков съемным капотом.

Сжатие воздуха на станции осуществляется поршневым оппозитным двухрядным четырехцилиндровым четырехступенчатым компрессором с двумя независимыми системами смазки: механизма движения и цилиндров.

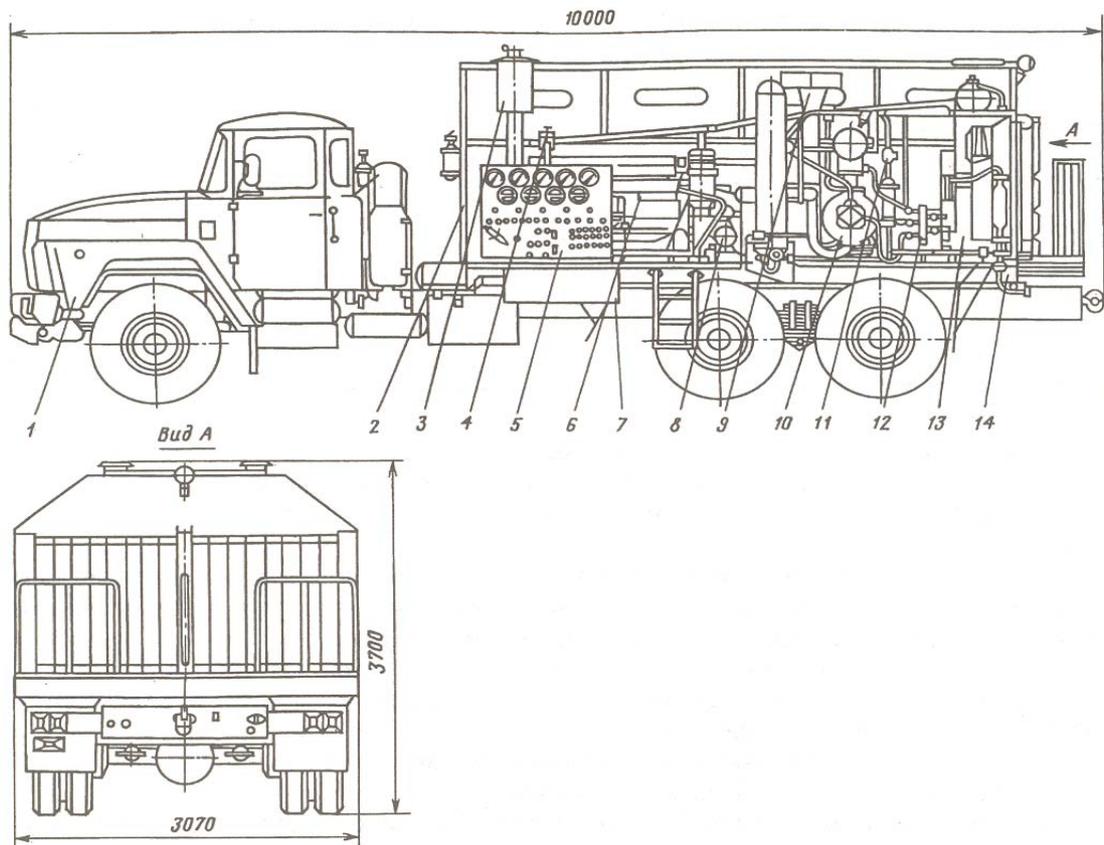


Рис. 3.42. Самоходная компрессорная станция СД-9/101М:

1 — шасси автомобиля КраЗ-250; 2 — капот; 3 - глушители; 4 — система охлаждения дизеля; 5 — пульт управления; 6 - установка двигателя; 7 - аккумуляторный ящик; 8 - система подогрева; 9 - воздухопровод; 10 - компрессор; 11 - система охлаждения компрессора; 12 - система продувок; 13 — блок охлаждения; 14 — рама станины

Привод компрессора осуществляется с помощью 12-цилиндрового V-образного дизельного двигателя через фрикционную муфту и эластичную муфту с резинокордной оболочкой.

Компрессор и дизельный двигатель оснащены всеми системами, необходимыми для нормальной работы станции.

Автоматические системы станции обеспечивают контроль за ее работой, аварийную защиту, сигнализацию и освещение пульта управления и подкапотного пространства.

Предпусковой подогрев дизельного двигателя и компрессора при температуре окружающей среды ниже $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ производится подогревателем и выхлопными газами двигателя автомобиля.

Системы охлаждения дизельного двигателя и компрессора отдельные, замкнутые, жидкостные, блок охлаждения охлаждает масло дизельного двигателя и охлаждающую жидкость систем охлаждения дизельного двигателя и компрессора.

Для удобства осмотра и обслуживания станции в капоте по бокам и спереди установлены двери.

В комплект станции входит трубопровод длиной 25 м для подсоединения к скважине. В транспортном положении трубопровод крепится под рамой станции.

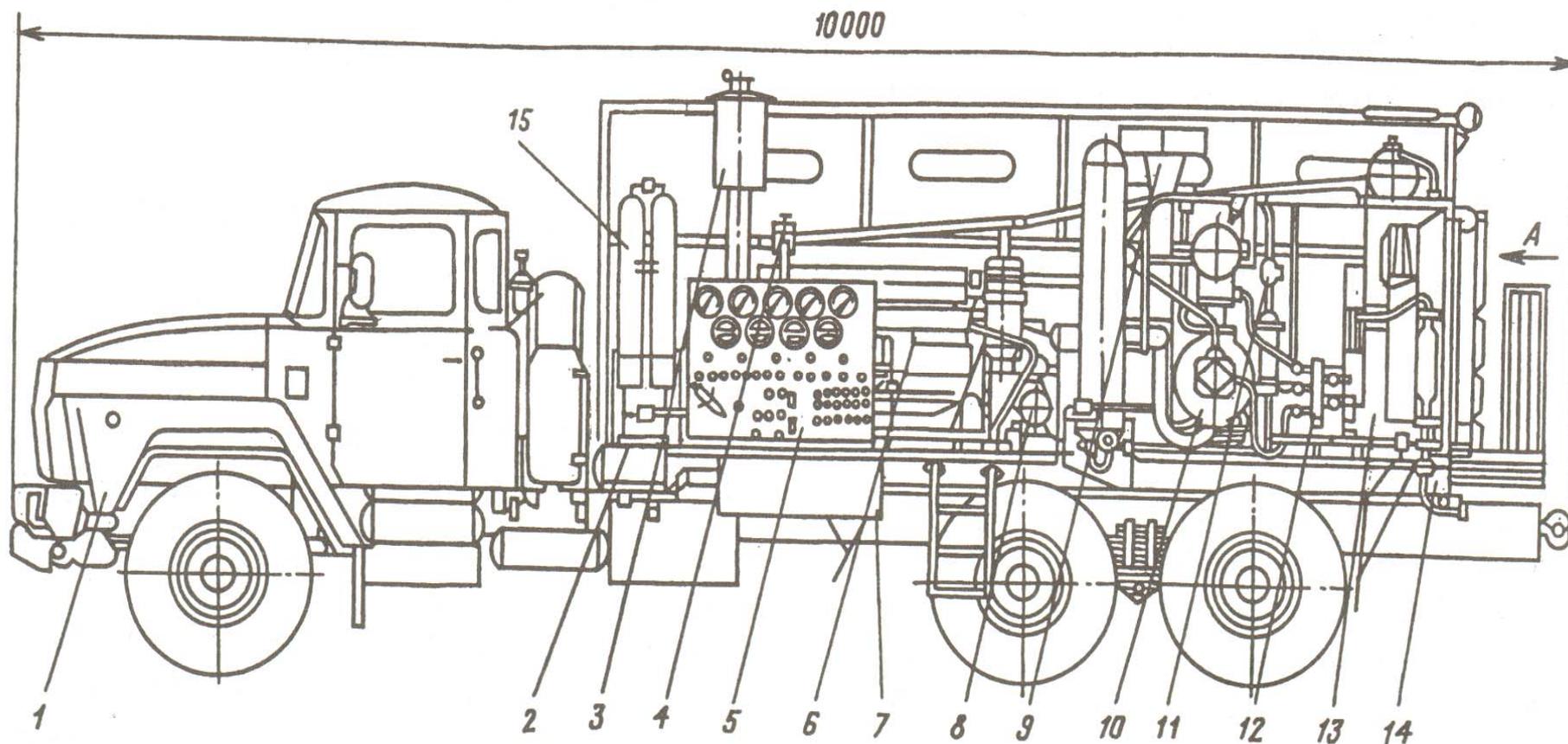


Рис. 3.43. Азотная компрессорная станция на базе компрессора СД-9/101М:

1 - шасси автомобиля КраЗ; 2 - капот; 3 - глушители; 4 - система охлаждения дизеля; 5 - пульт управления; 6 - установка двигателя; 7 - аккумуляторный ящик; 8 - система подогрева; 9 - воздухопровод; 10 - компрессор; 11 - система охлаждения компрессора; 12 - система продувок; 13 - блок охлаждения; 14 - рама станины; 15 - блоки выработки азота

Азотная компрессорная станция на базе компрессора СД-9/101М (рис.3.43). Предназначена для взрывобезопасного освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин, очистки забоев скважин от скопления жидкости и песка. Может быть использована для подачи инертной газовой смеси при испытании и ремонте трубопроводов, резервуаров и оборудования, эксплуатирующихся во взрывоопасных средах. Изготавливается путем дооснащения воздушного компрессора СД-9/101М специальным газоразделительным блоком, обеспечивающим получение азота из атмосферного воздуха.

Атмосферный воздух сжимается в первых двух ступенях компрессора и без какой-либо специальной подготовки подается в газоразделительный блок, где происходит его осушка и обеднение по кислороду. Азот выводится из блока в высокоатмосферные ступени компрессора для дальнейшего сжатия, а отработанный воздух с повышенным содержанием кислорода и влаги периодически выбрасывается через специальный трубопровод в атмосферу.

В пульте контроля газоразделительного блока предусмотрен датчик контроля концентрации кислорода. На лицевой панели находятся показывающий прибор и сигнальные лампы, с помощью которых контролируется содержание кислорода в вырабатываемом азоте. При превышении допустимой концентрации кислорода происходит автоматическая остановка компрессора станции.

Азотные компрессорные станции выпускаются в передвижном и стационарном вариантах. На базе газоразделительных блоков с использованием других компрессоров изготавливаются азотные установки разной производительности, чистоты и давления подачи азота.

3.10. Манифольд и прочее оборудование

Манифольд установки состоит из приемной, раздающей и нагнетательной линий. Приемная линия соединена с насосом 11Т, оборудована трехходовым краном, заглушкой и позволяет откачивать жидкость либо из мерной емкости, либо из цементного бачка расположенного на земле.

Раздающая линия оборудована трехходовым краном и предназначена в основном для соединения с водоподающей установкой.

Трубопровод нагнетательной линии имеет воздушный колпак, предохранительный клапан, разделитель с манометром и проходными кранами высокого давления.

Нагнетательная линия приведена в задней части агрегата и заканчивается уплотнительным конусом и гайкой.

Сбрасывает жидкость из насоса по контрольной линии, расположенной с противоположенной от нагнетательной линии стороны, в мерную емкость.

Предохранительный клапан имеет сменные предохранительные гвозди на давление 40,32 и 23 МПа, в зависимости от установленных цилиндрических втулок с диаметрами соответственно 110, 125 и 140мм. При срабатывании предохранительного клапана жидкость от него отводится по трубе в мерную емкость.

Установка также оснащена приемным рукавом диаметром 100мм и вспомогательным трубопроводом высокого давления (условный проход 50мм) общей длиной 22 м (пять труб длиной по 4м и одна труба короткая)

шестью шарнирными металлическими соединениями. Вспомогательный трубопровод в транспортном положении уложен на специальных стойках на настиле установки. Приемный рукав крепят под настилом.

Арматура устья 2АУ-700 предназначена для обвязки устья скважин с насосными установками при гидравлическом разрыве пласта, гидропекоструйной перфорации, промывке песчаных пробок, кислотных обработках, цементировании. Она состоит из трубной и устьевого головок, элементов их обвязки и позволяет спускать и поднимать насосно-компрессорные трубы без нарушения герметизации устья скважины. Устьева головка снабжена резиновой манжетой, герметизирующей межтрубное пространство, на устьевого и трубной головке имеется манометр с разделителем и предохранительным клапаном. К трубной и устьевого головкам могут быть подсоединены по две линии с условным проходом 50 мм, выдерживающие давление жидкости до 70 МПа.

3.11. Канатная техника

Большинство работ при подземном ремонте скважины связана с необходимостью спуска в нее инструмента или приборов, для чего, как правило, используют колонну, собранную из бурильных или насосно-компрессорных труб. При этом извлечение оборудования на поверхность или его спуск связаны с большим объемом спуско-подъемных операций. В то же время часть операций, проводимых с внутрискважинным оборудованием, не требует значительных вертикальных усилий. К ним относятся: спуск приборов для измерения температуры, давления и других приспособлений, служащих для измерения различных параметров на забое скважины, монтаж-демонтаж клапанов-отсекателей, пусковых, циркуляционных, ингибиторных и рабочих клапанов, штуцеров и т. п. устройств. Для их выполнения предназначена группа оборудования, получившая название канатной техники.

Применение канатной техники позволяет также спускать в скважину в специальных контейнерах тампонирующие материалы, химические реагенты и другие вещества.

В комплект оборудования входят агрегаты для подъема каната, устьево оборудование, собственно канат, а также инструмент или приборы для работы в скважине.

Подъемный агрегат служит для спуска, подъема и управления работой инструмента, на нем же располагаются вторичные приборы для регистрации измеряемых параметров скважины. Основой агрегата является специальная лебедка, привод которой, органы управления и контроля обычно располагаются на шасси автомобиля высокой проходимости или гусеничном вездеходе. Все это оборудование защищается утепленным кузовом, позволяющим осуществлять работы в любую погоду.

Основные требования к подъемнику:

- спуск инструмента точно на заданную глубину;
- плавное изменение скорости подъема или спуска инструмента;
- контроль натяжения каната при любой операции и плавное регулирование усилий.

Этим условиям наиболее полно соответствуют лебедки с бесступенчатой гидравлической трансмиссией. Так, например, установка для скважинных

работ ЛСГ1К.-131 представляет собой комплекс оборудования, состоящего из гидроприводной лебедки и пульта управления, расположенных в кузове, установленном на шасси автомобиля ЗИЛ-131А. Она оснащена приспособлениями для монтажа, крепления и транспортирования приборов и инструментов, используемых в работе. Основное назначение агрегата — обслуживание фонтанных и газлифтных скважин. Агрегат может работать в скважинах глубиной до 4000 м и с использованием проволоки диаметром 2,5 мм или каната диаметром 4,8 мм. Максимальное тяговое усилие, развиваемое лебедкой,—11,2 кН.

При работе с внутрискважинным оборудованием, спускаемым на канате или проволоке, лебедка обеспечивает:

плавный спуск, подъем и остановку инструмента на заданной глубине;

быстрый разгон барабана лебедки для достижения требуемой скорости при выполнении ударов вверх или вниз механическим яссом;

плавное повышение и сохранение натяжения проволоки при медленном перемещении;

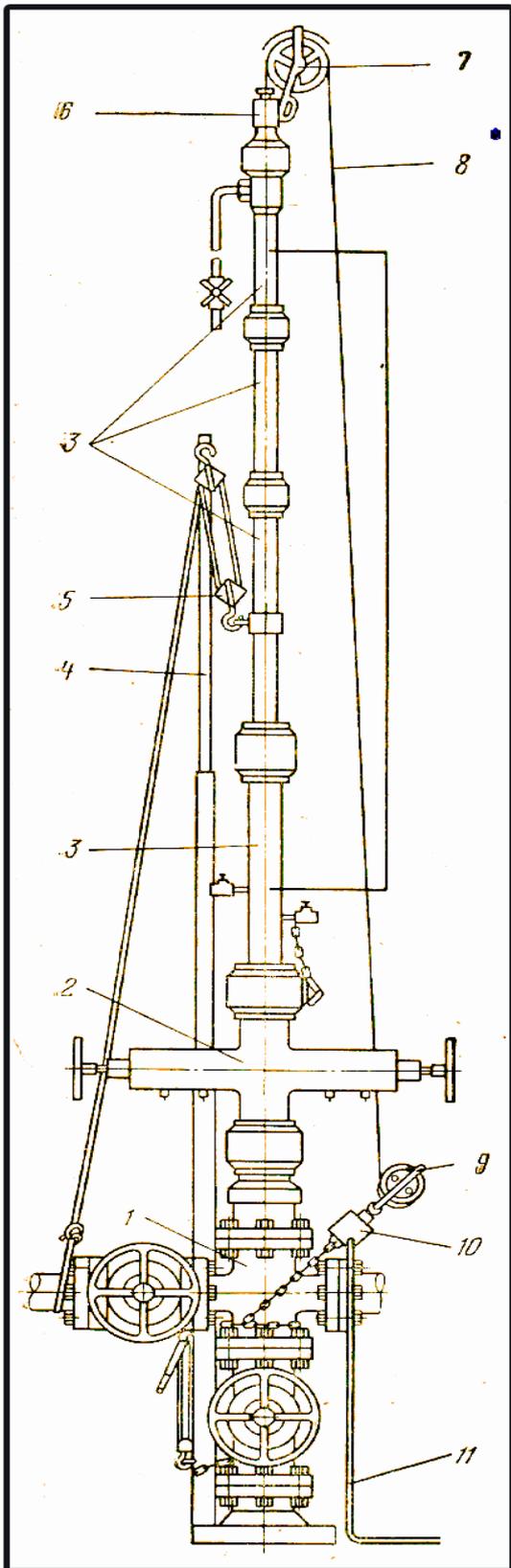


Рис. 3.44. Устьевой лубрикатор для спуска и подъема газлифтных клапанов с помощью канатной техники

постоянное натяжение проволоки независимо от изменения величины и направления нагрузки — для предотвращения аварии, связанной с запутыванием проволоки при подъеме инструмента под действием усилий, направленных на него снизу вверх, или прекращения его движения после установки в посадочное гнездо;

регулирование натяжения проволоки и скорости ее движения в широких пределах;

предохранение проволоки от обрыва, а привод лебедки от перегрузок.

В объемный гидравлический привод лебедки (рис. 3.45) входят: насос 1, гидродвигатель 2, связанный через механическую трансмиссию с барабаном лебедки, золотниковый распределитель 3, дроссели 4 и 5 прямого и обратного хода, тормозной обратный клапан 6, предохранительные клапаны 7, клапан 8, система дистанционного управления 9, манометры контроля давления напора 11 и слива 10, масляный бак 12, фильтр 13 и обратный клапан 14,

В зависимости от положения золотника распределителя лебедка может работать в следующих режимах:

при среднем положении — в тормозном режиме независимо от направления вращения барабана лебедки;

при левом положении — подъем или спуск инструмента с обеспечением натяжения каната;

при правом положении — спуск инструмента с принудительным вращением барабана, с которого сматывается проволока.

При подъеме инструмента распределитель переключают в левое положение, а дроссель 4 закрывают.

При спуске инструмента большого веса в тех случаях, когда возникает опасность его выброса из скважины, распределитель устанавливают в левое положение, дроссель 5 закрывают,

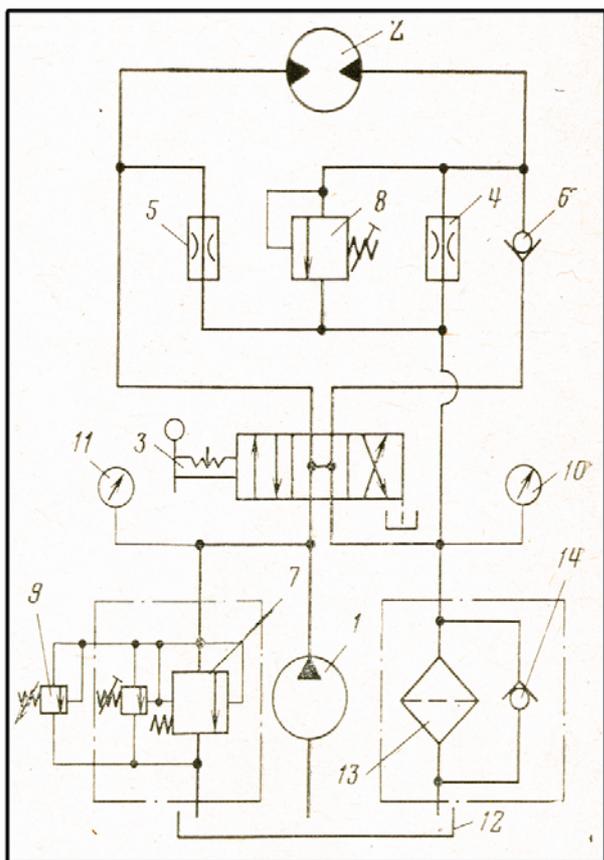


Рис. 3.45. Гидравлическая схема лебедки

дроссель 4— открывают. Если при спуске оборудования в скважину встречается какое-либо препятствие, то проволока остается натянутой, поскольку гидродвигатель, на который перестал действовать крутящий момент, перестанет работать в режиме насоса и будет наматывать проволоку до тех пор, пока момент, обусловленный натяжением проволоки на барабане, не уравнивает приводной момент на валу гидродвигателя.

Гидравлическая величина последнего зависит от лебедки регулировки дросселя 4—от степени открытия его поперечного сечения. Если спускаемый в скважину инструмент после остановки начнет подниматься вверх под действием, например, потока пластовой жидкости, то барабан будет автоматически наматывать проволоку, обеспечивая ее заданное натяжение.

Если инструмент имеет нормальный вес и опасность его выброса отсутствует, то распределитель 3 устанавливают в нейтральное положение, дроссель 4 открывают, дроссель 5 — закрывают. Спуск инструмента происходит под действием

его веса, а гидродвигатель работает в режиме насоса под действием крутящего момента, обусловленного действием нагрузки на лебедку. В этот период насос 1 лебедки работает в холостом режиме. Торможение лебедки осуществляется постепенным закрытием дросселя 4. Для исключения проскальзывания барабана лебедки под действием нагрузки и полной остановки барабана служит механический тормоз.

Если вес инструмента мал и необходимо принудительное вращение барабана на спуск, например, в начальный период спуска инструмента, когда силы трения в уплотнителе, герметизирующем скважину, превышают вес инструмента, распределитель переключают в правое положение, дроссель 4 открывают, а дросселем 5 регулируют количество жидкости, направляемое от насоса 1 в гидродвигатель 2, управляя таким образом скоростью вращения барабана, с которого разматывается проволока. Предохранительный клапан 9 при этом устанавливают на минимальное давление, необходимое для преодоления сил трения в лебедке, и при остановке спускаемого в скважину инструмента барабан перестает вращаться.

При спуске в скважину приспособления для установки или извлечения клапанов (экстрактора) или измерительных приборов используют специальное оборудование устья (рис. 3.44), позволяющее проводить все работы без остановки или глушения скважины. Оборудование устья — лубрикатор специальной конструкции — устанавливают на фланец верхней крестовины 1 фонтанной арматуры или на фланец буферной задвижки, он состоит из превентора 2, лубрикатора 5 с сальником 6, через который пропущена проволока или тонкий канат 8, ролика 7 и оттяжного шкива 9.

Превентор с ручным управлением служит для перекрытия ствола арматуры и позволяет полностью изолировать его от лубрикатора независимо от того, располагается в ней проволока или нет. К превентору с помощью быстросъемного соединения крепят корпус лубрикатора, внутрь которого перед началом работ устанавливают спускаемый в скважину инструмент (экстрактор). Инструмент в скважину спускают на проволоке (канатике) через сальник, препятствующий истечению в атмосферу продукции скважины. Канатик перебрасывают через ролики и направляют на барабан лебедки, располагающейся вблизи устья скважины.

В устьевом оборудовании используют герметизатор двух типов — с гидростатическими и гидродинамическими уплотнениями. В первых — зазор между проволокой и корпусом герметизируется за счет уплотнения из эластичного материала, прижимаемого с определенным давлением к поверхностям этих деталей и препятствующего проникновению в атмосферу жидкости или газа, находящихся во внутренней полости оборудования. Во вторых — за счет создания зазора малой величины и большой длины. При использовании подобной конструкции герметизатор снабжается специальной обвязкой, включающей дренажные трубопроводы для отвода утечек.

Для регистрации натяжения каната служит датчик 10, преобразующий силу в электрический сигнал, передаваемый по кабелю 11 к индикатору.

После установки инструмента во внутреннюю полость лубрикатора его с помощью мачты 4 поднимают полиспастом 5 в вертикальное положение и соединяют с корпусом превентора (последний в это время закрыт). После затяжки соединения внутренняя полость лубрикатора с помощью кранов и системы трубок соединяется с внутренней полостью арматуры, после чего открывают превентор, проверяют, открыта ли стволовая задвижка, и начинают спуск инструмента в скважину.

Помимо смены клапанов канатная техника служит для открытия и закрытия циркуляционных клапанов, разъединения пакеров с подъемными трубами, очистки от парафина и песчаных пробок.

При работе с использованием канатной техники применяют следующие приспособления: устройство для крепления проволоки для Передачи усилия от проволоки к спускаемому инструменту, гидравлический и механические ясы для сообщения спускаемому в скважину инструменту ударных импульсов, направленных вверх или вниз, инструмент для извлечения или установки в скважине клапанов с замками или фиксаторами, отклонители различных конструкций, шаблоны, печати, ловильный проволочный инструмент, скребки для очистки от парафина, желонки.

Рабочим инструментом при внутрискважинных работах является экстрактор для отклонения от оси скважины спускаемого инструмента,

его захвата или освобождения.

При работах экстрактор спускают в скважину на глубину расположения соответствующей скважинной камеры. В зависимости от выполняемой операции, например установки газлифтного клапана или его извлечения, экстрактор либо несет его, либо свободен. После попадания в скважинную камеру экстрактор приподнимают, в результате чего он ориентируется направляющей втулкой таким образом, что плоскости расположения осей захватной части экстрактора и посадочного гнезда совпадают. После этого посадочный инструмент под действием пружин, установленных в шарнирных соединениях, поворачивается и при последующем медленном спуске обеспечивает захват посадочным инструментом головки клапана, расположенного в камере (по его извлечению), или же посадку клапана в карман. При подъеме клапана захватным устройством оно срывает его с посадочного места и извлекает на поверхность.

3.12. Противовыбросовое оборудование

Для предотвращения проникновения в атмосферу жидкости или газа, находящихся в скважине, в полости НКТ или в межтрубном пространстве между ними и эксплуатационной колонной размещают оборудование герметизации устья. В зависимости от индивидуальных особенностей скважины и технологии проведения работ на ней выбирают и компоновку этого оборудования. Основной рабочий элемент оборудования — герметизатор представляет собой эластичное уплотнение, конструкция которого позволяет пропускать через него колонну труб с муфтовыми соединениями. Это необходимо при обратной промывке скважины, ремонте скважины под давлением и т. п.

В случае выхода из строя герметизатора для пропуска негабаритных элементов внутрискважинного оборудования используют плащечные превенторы с расположенными между ними промежуточными камерами.

Герметизатор (рис. 3.46) представляет собой корпус 1, в верхней части которого располагается обойма 2, а ниже ее — резиновый элемент 3, армированный основанием 4. Резиновый элемент 3 крепится к крышке 2 с помощью болтов, ввернутых в основание.

Армировка уплотнителя предохраняет его от потери формы при выдавливании вверх и обеспечивает прочность при больших давлениях. Размеры уплотнителя должны соответствовать размерам труб и муфт, для работы с которыми он применяется.

В зависимости от уплотняемого давления меняется работа уплотнителя: при малых давлениях зазор герметизируется за счет контакта нижнего пояса эластичного элемента с трубой, при значительном труба охватывается уплотняющей поверхностью второго пояса, при этом площадь контакта увеличивается и обеспечивается надежная герметизация.

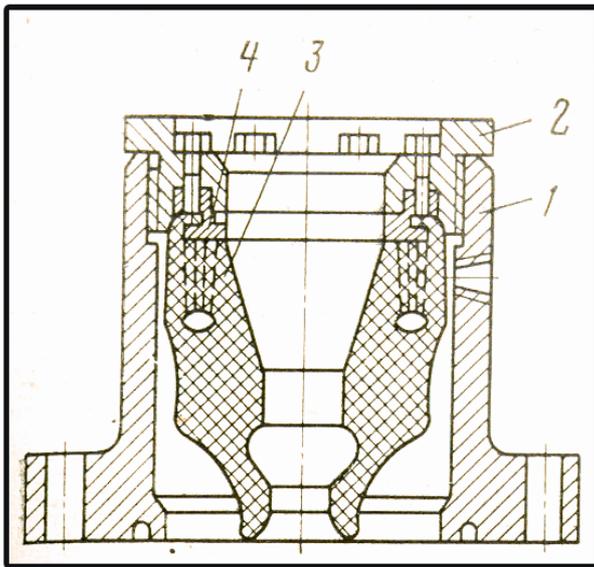
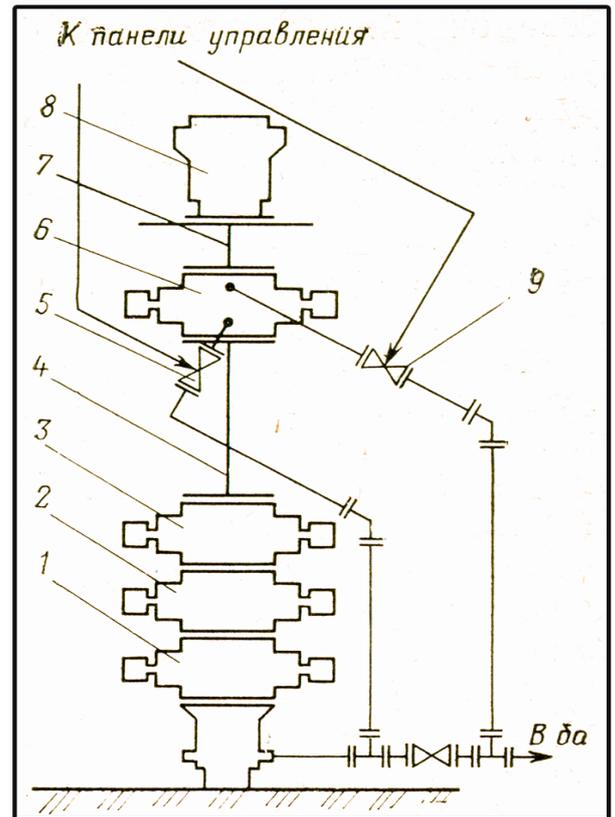


Рис. 3.46. Герметизатор устья

Рис. 3.47. Схема компоновки оборудования герметизации устья



Превенторы, используемые в подземном ремонте, имеют в основном плашечную конструкцию, соответствующую в общих чертах конструкциям превенторов, применяемых в бурении, но имеющие меньшую массу, габариты. Они более просты в управлении. Как правило, при закрытии или открытии этих превенторов необходимо обеспечить равенство давлений над и под плашками, что предотвращает износ их уплотнительных элементов. Поэтому оборудование герметизации, устанавливаемое на устье скважины, должно иметь соответствующую обвязку, позволяющую соединять полости, расположенные над и под плашками, для отвода или подвода к ним жидкости.

Оборудование, герметизирующее устье скважины (рис. 3.47), устанавливают на фланец трубной головки. Оно может состоять из превентора 1 с глухими плашками, расположенного над ним аварийного превентора 2 с трубными плашками, рабочих превенторов 3 и 6, между которыми установлен стояк 4. Боковые отводы верхнего превентора 6 соединяются с помощью гидроуправляемых кранов 5 и 9 с манифольдом, обеспечивающим сообщение камер превентора со скважиной или с выкидом. Если верхний превентор не имеет отводов, то между ним и стояком 5 устанавливают крестовину 8 с гидроуправляемыми кранами 5 и 9 на боковых отводах. Если скважину ремонтируют под давлением, то над превенторами устанавливают корпус герметизатора 8.

В процессе работ превентор перекрывает глухими плашками устье скважины, стояк 4 образует шлюзовую камеру для перепуска элементов колонны, диаметр которых превышает диаметр труб. Для этого при открытых 1, 2, 3 и закрытом 6 превенторах колонну поднимают до тех пор, пока негабаритный элемент не расположится в стояке 5 и не упрется в плашки превентора 6. После этого превентор 3 закрывают, давление в стояке снижают открытием крана 9, превентор 4 открывают и колонну поднимают до упора следующего негабаритного элемента,

расположенного на колонне, в плашку превентора 3. После этого закрывают превентор 6, кран 9, а кран 5 открывают. Давление в стояке поднимается и становится равным межколонному, превентор 3 открывают и колонну поднимают. После упора негабаритного элемента в плашки превентора 4 весь процесс повторяют. Спускают колонну в обратной последовательности.

При работе с промывочной колонной нижний превентор может быть исключен, так как все устьевое оборудование устанавливают на стволовую задвижку фонтанной арматуры, которая может перекрыть скважину на период монтажно-демонтажных работ. Линию устьевого манифольда, связывающую стояк 4 с выкидом, (можно при этом использовать для циркуляции промывочного раствора,, поэтому целесообразно выполнять ее диаметром не менее 50 мм.

3.13. Агрегаты для исследования скважин

Капитальному ремонту, как правило, предшествует исследование скважины для определения температуры пластовой жидкости, дебита, количества воды в скважине и давления в ней, определения магнитных свойств эксплуатационной колонны и т. п. Эти измерения проводят либо дистанционно — при этом измерительные приборы спускаются на кабелеканате, а их показания регистрируются вторичными приборами, располагаемыми на поверхности,— либо с помощью скважинных приборов, спускаемых в скважину на проволоке или канате и снабженных часовыми механизмами для записи показаний приборов.

По результатам предварительных исследований скважины определяют места расположения муфт, соединяющих трубы обсадной колонны, места нарушения герметичности колонны, через которые в скважину поступает или, наоборот, уходит жидкость, находят места проникновения подошвенных, верхних или нижних вод и т. п. нарушения, для исправления которых проводят капитальный ремонт скважин.

Установки для исследования скважин монтируют в специальных кузовах автомобилей («Аист», Азинмаш-8, ЛСК-08), на плавающих гусеничных транспортерах и включают лебедку для рабочей проволоки (или кабель-каната), ролик, направляющий канат к устью скважины, и устьевое оборудование для направления каната в скважину, уплотнения зазора между канатом и корпусом сальника и устройства, позволяющего спускать и извлекать из скважины прибор без нарушения герметичности ее внутренней полости.

Станция «Аист» предназначена для проведения гидродинамических исследований скважин. В качестве первичных приборов используют расходомер «Кобра-36Р» диаметром 36 мм, влагомер-расходомер «Кобра-36РВ» диаметром 36 мм, термометр ТЧГ-25 диаметром 25 мм, манометр МГД-36 диаметром 36 мм, которые спускают в скважину на одножильном бронированном кабеле. Вместимость барабана лебедки рассчитана на 500 м кабеля.

С помощью этого оборудования можно регистрировать измеряемые параметры, как на стрелочных приборах, так и на автоматическом электронном самописце, который позволяет фиксировать их в зависимости от времени измерений либо от глубины расположения прибора.

Измерения в зависимости от времени необходимы для определения

таких характеристик скважины, как, например, время восстановления давления, определение динамического уровня скважины при исследовании ее на приток и т. п. В тех случаях, когда необходимо определить местонахождения дефекта в эксплуатационной колонне, через которое в скважину проникает вода, используют регистрацию измеряемого параметра в зависимости от глубины расположения прибора; при этом его медленно опускают в скважину, а записывающий прибор вычерчивает линию измерения расхода жидкости, поднимающейся по колонне. На той глубине, где произойдет изменение дебита, в полость скважины попадает жидкость. После определения этой зависимости по глубине скважины сопоставляют полученные данные с глубиной расположения перфорационных отверстий в колонне и делают выводы о местонахождении дефекта.

Для уточнения полученных данных в скважину может быть спущен термометр, показания которого в зависимости от глубины его спуска сопоставляются с показаниями расходомера.

Зоны дефекта колонны определяют по изменению температуры потока жидкости, поскольку температуры нефти из продуктивного пласта и воды из других пластов, как правило, отличаются.

Для определения глубины спуска приборов служит блок-баланс с датчиком глубины, счетчиком и датчиком натяжения кабеля. Для обеспечения высокой точности расположения приборов в скважине длину спущенного каната контролируют с помощью ролика и магнитных меток, накладываемых на кабель. Одновременно с этими параметрами измеряют также скорость спуска приборов.

Лебедка установки имеет второй барабан для наматывания проволоки, что позволяет спускать в скважину приборы с местной регистрацией, т. е. приборы, заключающие в себе и собственно измерительный прибор, и устройство для записи параметра во времени.

Все оборудование станции расположено в двух отсеках утепленного кузова-фургона, смонтированного на шасси автомобиля ЗиЛ - 131. В лебедочном отсеке располагают двухбарабанную лебедку, смоточное устройство для хранения кабелей, используемых во время измерений, автономный бензоэлектрический агрегат, осветительную аппаратуру. В отделении оператора размещены вся вторичная аппаратура и органы управления лебедкой.

Помимо агрегатов для исследования скважин применяют лебедки различных конструкций с ручным приводом, позволяющие определять уровень жидкости в скважине, глубину забоя и другие показатели, величина которых должна быть известна перед подземным ремонтом.

Аппараты различных конструкций включают раму, на которой установлены ручная лебедка с барабаном, счетчик оборотов и индикатор нагрузки. На барабан наматывается проволока диаметром до 2 мм, на которой через 50 или 100 м сделаны наплавки. Лебедка позволяет спускать приборы и инструменты весом до 200 Н на глубину до 1000 м.

Таблица 3.19

Технические характеристики комплекса ЛСК-08

Наименование	Показатель
Монтажная база	ЗиЛ 432722
Отбираемая мощность, кВт	16
Диаметр проволоки и допустимая глубина спуска приборов для вертикальной скважины, м -при D 1,8 мм -при D 2,2 мм	3000 2200
Скорость подъема проволоки, м/с	0,3...2
Вес спускаемых приборов, кг	5-15
Номинальное тяговое усилие, кгс	360
Привод лебедки	Гидравлический и ручной аксиально-плунжерный
Тип гидромонитора	нерегулируемый
Привод	гидравлический от насоса
Тип насоса	регулируемый аксиально-поршневой
Укладка проволоки	автоматическая
Отопление фургона	отопительно-вентиляционный установкой типа ОВ-65
Габаритные размеры, мм	5870x2500x3025
Полная масса, кг	5390

Лебедку располагают рядом со скважиной, на устье которой устанавливают ролик, направляющий проволоку от барабана лебедки в скважину. Приборы или инструменты спускают в скважину под действием веса, а поднимают вручную, вращением ручки привода лебедки.

В основу измерений с использованием ручных лебедок положена регистрация уменьшения натяжения проволоки при постановке или отрыве спускаемого прибора или инструмента от пробки, или при погружении под уровень жидкости. Это изменение веса фиксируют либо с помощью индикатора веса, либо по изменению усилия, прикладываемого к рукоятке лебедки.

При исследованиях в скважину спускают на проволоке специальные желонки, баллоны, гирьки, вилки.

Автомобиль специальный ЛСК-08 предназначен для выполнения гидродинамических исследований скважин приборами с местной регистрацией и проведения ремонтных работ с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. Технические характеристики комплекса приведены в табл. 3.19.

3.14. Оборудование для вспомогательных операций и ремонта техники

Подземные ремонты сопряжены с выполнением ряда подготовительных транспортных операций, а также связаны с необходимостью ремонта и обслуживания оборудования, используемого непосредственно при подземном ремонте. К перечисленным операциям относятся:

планировка площадок для установки ремонтных агрегатов, якорей для оттяжек, расчистка подъездных путей;

доставка на скважину, погрузка и разгрузка длинномерного оборудования, спускаемого в скважину,— штанг, труб, турбобуров, узлов погружных агрегатов ЭЦН, штанговых скважинных насосов, доставка к скважине кабеля;

аварийный и профилактический ремонт наземного оборудования, в том числе устьевого;

обслуживание агрегатов подземного ремонта: смена и дозаправка масла, замена различных узлов, намотка и перевозка талевого каната, выполнение аварийных, сварочных работ и т. п.

Агрегат ПАРС предназначен для механизации земляных работ при подготовке площадок у устья скважин, нарезании щелей под якоря оттяжек. Он смонтирован на базе трактора 1-100МЗГП (агрегат 1ПАРС) или трактора С-130Г-1 (агрегат 2ПАРС), имеет бульдозерный отвал, заимствованный от бульдозера ДЗ-270, и механизм для разработки грунта, заимствованный от врубовой машины «Урал-33», позволяющий прорезать в грунте узкие щели, а также подъемный кран.

Управление узлами агрегата гидравлическое. С его помощью осуществляется изменение высоты бульдозерного отвала, приводится в действие гидравлический кран 403ОП и совершается работа механизмов подъема режущего органа. Агрегат обеспечивает подъем груза массой 500 кг на высоту до 6 м, прорезает щели шириной 140 мм и глубиной до 1,7 м. Его можно использовать также для монтажа и демонтажа устьевого оборудования, фонтанной арматуры.

Агрегат АПШ для перевозки штанг и выполнения погрузочно-разгрузочных операций состоит из трехосного седельного тягача КамАЗ 43118, специального полуприцепа модели ЧМЗАП-93853-0000013Н1 с гидроманипулятором. Он служит для перевозки равномерно распределенного по длине платформы груза, максимальная масса которого составляет 15450 кг. Для укладки груза на прицеп поперек его платформы расположены, пять мягких брусьев, по бокам прицепа — съемные стойки. Перевозимый груз увязывают канатом, для натяжения которого служит ручная специальная лебедка.

Гидравлический кран позволяет выполнять разгрузку и погрузку прицепа, его грузоподъемность 790 кг при наибольшем вылете стрелы 8,7 м. Привод крана осуществляется от маслонасоса, установленного на тягаче и соединенного с прицепом гибкими шлангами, управление — с помощью гидрораспределителей, расположенных на пульте управления.



Рис. 3.48. Агрегат АПС для перевозки штанг и НКТ

Агрегат 2ТЭМ предназначен для перевозки и механизированной погрузки длинномерных грузов, труб, турбобуров. Максимальная грузоподъемность — 6,5 т. Погрузка осуществляется с помощью тяговых электроприводных лебедок, установленных на агрегате, которые подтягивают груз по наклонным металлическим накатам. Агрегат состоит из трехосного тягача ЗИЛ-131А и одноосного двухскатного распуска.

Агрегат АТЭ-6 предназначен для перевозки и погрузки-разгрузки оборудования установок ЭЦН — погрузного агрегата, кабельного барабана, трансформатора и станции управления. Оборудование агрегата смонтировано на шасси автомобиля КраЗ-255Б. Погрузка барабана с кабелем осуществляется с помощью лебедки, обеспечивающей его накатывание по откидным трапам на качающуюся раму агрегата. Выгрузка барабана производится под действием собственного веса при наклоне качающейся рамы. Качающаяся рама приводится в действие гидравлическим цилиндром двухстороннего действия. Во время движения агрегата барабан крепится с помощью растяжек.

Для погрузки и разгрузки остального оборудования используют гидроприводной подъемный кран 403ОП, привод которого осуществляется шестеренчатым насосом, установленным на фланце коробки отбора мощности. Краном управляют с пульта управления, расположенного у его основания, а гидроцилиндром качающей платформы — из кабины водителя.

Погружной насос, электродвигатель, протектор укладывают на призмы вдоль левой кромки площадки агрегата и закрепляют хомутами, а трансформатор и станцию управления — на правой площадке рамы.

Помимо описанного агрегата используют агрегаты различных конструкций для перевозки и перемотки кабеля при спуске или подъеме погружного

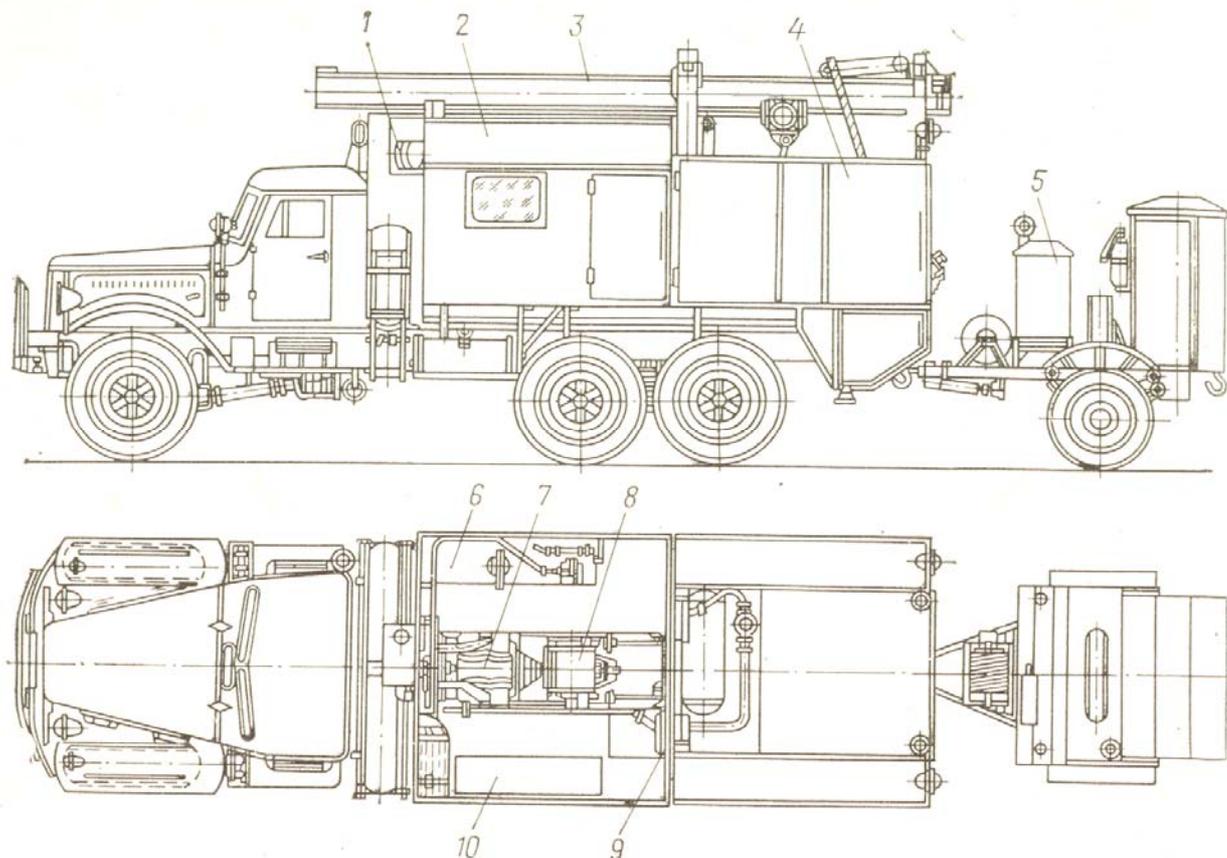


Рис. 4.49. Агрегат АНР-1:

1-отопительно-вентиляционная установка; 2-кузов; 3-грузоподъемный механизм; 4-грузовая площадка; 5-газосварочная установка; 6-верстак; 7-компрессор; 8-место машиниста; 9-стул откидной; 10 ящик пневминструмента

центробежного насоса. Они предназначены для механизации наматывания и разматывания кабеля, погрузки, выгрузки и транспортировки кабельных барабанов.

Агрегат АНР-1 предназначен для аварийного и профилактического ремонтов наземного нефтепромыслового оборудования. Он состоит из кузова, грузовой площадки, отопительно-вентиляционной и компрессорной установок, грузоподъемного механизма, приводной группы, системы отвода отработанных газов. Агрегат смонтирован на базе автомашины КраЗ-255Б и прицепа (рис. 3.49).

Кузов агрегата утепленный, отапливаемый, рассчитан на перевозку бригады не более чем из десяти человек. В кузове установлен компрессор для привода бетонолома, пневмоключа, пневматической шлифовальной и сверлильной машин, пневматического бурильного молотка, входящих в комплект агрегата. В верхней части агрегата располагается грузоподъемный механизм — горизонтальная выдвигаемая балка с ручной шестеренчатой талью грузоподъемностью 3 т.

За кузовом размещается грузовая площадка агрегата для перевозки задвижек, патрубков и аналогичного оборудования. На ней установлена лебедка с максимальным тяговым усилием 120 кН, а по боковым бортам — шкафы для слесарного, шанцевого оборудования, приспособления для резки каната, ручной поршневой опрессовочный насос, домкраты и т. д.

На прицепе располагают электросварочный агрегат, барабан сварочного кабеля, ацетиленовый генератор, стеллажи для кислородных баллонов и другой инструмент и приспособления для сварочных работ.

Агрегат АОП предназначен для технического обслуживания и текущего ремонта подъемных агрегатов. На шасси автомобиля «Урал-375А» размещен кузов, состоящий из утепленной кабины и открытой площадки. В кузове находится бригада во время переездов, ведутся слесарные работы, размещена часть оборудования и инструмента, имеются тиски для слесарных работ.

Агрегат оборудован гидрокраном 4030П, электрогенератором, сварочным трансформатором, электрической сверлильной машиной, оборудованием для газовой сварки. Кроме того, имеются пять баков вместимостью по 60 л каждый и два раздаточных шланга по 6 м.

Это оборудование позволяет дозаправлять и заменять масло в коробках перемены передач подъемных агрегатов, промывать их узлы и детали, смазывать подшипники, транспортировать, разгружать грузы, проводить электро- и газосварочные работы, слесарные и ремонтные работы на высоте до 3,6 м от уровня земли, а также наматывать и перевозить талевые канаты подъемных агрегатов.

Помимо перечисленных агрегатов для обслуживания оборудования, используемого в подземном ремонте, можно в ряде случаев использовать агрегат Азинмаш-48— для смены масла в редукторах станков-качалок, промывки редукторов и смазки подшипников качения.

Для технического обслуживания оборудования и ремонта станков-качалок может использоваться также агрегат АРОК. Этот агрегат имеет люлечный подъемник и кран с гидравлическими приводами. Подъемник позволяет обслуживать оборудование на высоте до 6,5 м над уровнем грунта.

3.15. Ловильные инструменты

Для ликвидации аварий с оборудованием, расположенным в скважине, необходимо производить операции, связанные с его захватом, отвинчиванием, механической обработкой, и т.п. Для их выполнения существует большое число инструментов, которые можно классифицировать по следующим основным признакам:

по типу рабочего органа захвата: резьбовые, плашечные, пружинные, комбинированные и др.

по возможности освобождения инструмента после захвата им внутрискважинного оборудования: неосвобождающиеся и освобождающиеся;

по принципу действия механизма: механические, гидравлические, гидромеханические.

Инструменты резьбового типа имеют наиболее простую конструкцию и выполняются двух основных типов — метчики и колокола. Метчики — неосвобождающиеся инструменты, предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающейся вверху муфтой или высаженной частью трубы.

В процессе работы инструмент ввинчивается во внутреннюю поверхность тела трубы или муфты — универсальные метчики МЭУ (рис. 3.50) или в резьбу муфты — метчики МЭС. В верхней части метчика имеется присоединительная резьба, а в нижней или ловильная, или

трубная резьба, но нарезанная с увеличенным натягом, позволяющим плотно без зазора и люфта вворачиваться в резьбу муфты. Вдоль корпуса с ловильной резьбой предусмотрены канавки для выхода стружки при врезании ее в аварийный объект. В зависимости от конкретных условий применяют метчики с правой или левой ловильной резьбой. Метчики изготавливают специально для ловли насосно-компрессорных и бурильных труб.

Колокола — неосвобождающийся инструмент, служат для захвата находящейся в скважине колонны труб путем нарезания резьбы и навинчивания на их наружную поверхность. Различают сквозные колокола КС и несквозные К (рис. 3.51). И те, и другие представляют собой стальной патрубков, в верхней части которого нарезана резьба муфты бурильного замка, а в нижней — внутренняя ловильная резьба и наружная для присоединения к воронке.

С помощью резьбы в верхней части колокол крепится к колонне бурильных труб, на которой его спускают в скважину, ловильная резьба служит для внедрения в наружную поверхность аварийной трубы и имеет несколько продольных канавок для выхода стружки. Ниже колокола располагается воронка для его центрирования в эксплуатационной колонне, что облегчает его посадку на аварийную трубу при значительном зазоре между колоколом и стенкой скважины.

Особенностью сквозных колоколов является возможность пропуска сквозь его корпус сломанного, деформированного или безмуфтового конца ловимой трубы, что обеспечивает возможность захвата и нарезки ловильной резьбы на наружной поверхности ближайшего замка или муфты.

Колокола изготавливают с правыми и левыми резьбами: первые — для извлечения колонн труб с правой резьбой целиком, а с левой — по частям с отвинчиванием, вторые — для извлечения колонн труб с левой резьбой целиком, а с правой — по частям.

Инструменты плашечного типа бывают освобождающимися и неосвобождающимися. Первые после захвата аварийного объекта и невозможности его извлечения могут по команде с поверхности отсоединиться, вторые так и остаются соединенными «намертво» и отделяются от него только после извлечения на поверхность. Эти инструменты могут захватывать трубу или какой-либо извлекаемый аварийный объект за внутреннюю или наружную поверхность.

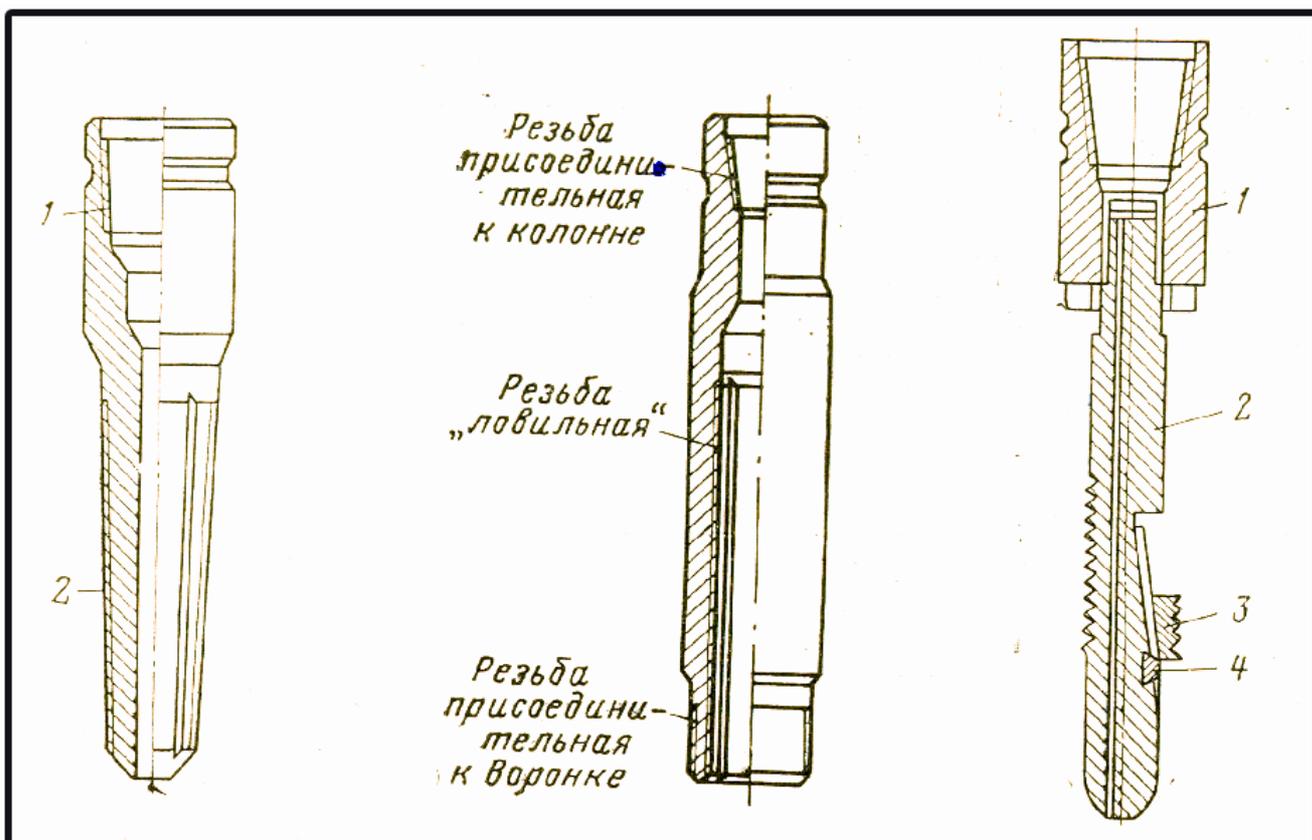


Рис. 3.50. Универсальный метчик МЭУ

Рис. 3.51 Несквозной колокол К

Рис. 3.52. Труболовка неосвобождающаяся

Труболовка внутренняя неосвобождающаяся ТВ (рис. 3.52) захватывает трубы за внутреннюю поверхность и извлекает их целиком или по частям — отвинчиванием захваченной части от всей колонны.

Она состоит из переводника 1 для соединения колонны бурильных труб со стержнем 2, в средней части которого по наклонной поверхности перемещается плашка 3, предохраняемая от выпадания клином 4. Трубы захватываются в результате заклинивания подвижной плашки между внутренней поверхностью трубы и стержнем труболовки. Для улучшения контакта между деталями труболовки и трубой на поверхности стержня и плашки имеются острые выступы, врезающиеся в тело аварийного объекта.

Труболовка внутренняя освобождающаяся ТВОК1-114X168 (рис.3.53) предназначена для извлечения целиком или по частям колонн НКТ диаметром 114 мм из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм. Она представляет собой цилиндрический корпус 5 с центральным сквозным промывочным отверстием, в верхней части которого накрута муфта-переводник 1 для соединения с бурильной колонной. В нижней части корпуса имеется наклонная плоскость с продольным выступом, на котором установлена плашка 6 с поводком 5. Плашка свободно перемещается по наклонной плоскости, для предохранения ее от выпадания имеется клин 7.

Диаметрально противоположная сторона корпуса имеет выступ с нанесенными на нем острыми зубчиками, аналогичными зубчикам на рабочей поверхности плашки.

Поводок 8 с прорезью охватывает винт 11, ввинченного в кольцо 2,

свободно одетое на корпус и зафиксированное относительно него винтами 10 и 12, гладкие концы которых входят в углубление корпуса. На верхнем конце поводка навинчена гайка 9.

В продольных, диаметрально расположенных пазах корпуса винтом 4 закреплены концы двух пластинчатых пружин 8, верхние концы которых изогнуты и выступают за диаметральный габарит корпуса труболовки.

Во время работы с труболовкой ее осторожно вводят внутрь аварийных труб до тех пор, пока она не упрется в кольцо 2. При этом во избежание преждевременного срезания винтов 10 и 12 осевая вертикальная нагрузка на труболовку не должна превышать 5—10 кН.

Плашка 6 после введения труболовки в трубу под действием собственного веса опускается вниз и заклинивается между корпусом 5 и стенкой ловимой трубы. При подъеме труболовки нагрузки на плашку увеличиваются и ее зубцы и насечка на корпусе все глубже проникают в тело трубы, надежно захватывая ее.

Если по каким-либо причинам извлечь труболовку с захваченной трубой не удастся, то колонну бурильных труб, на которых она висит, резко опускают вниз, создавая на труболовку нагрузку, срезающую винты 10 и 12, удерживающие кольцо 2. В результате плашка перемещается вверх, и утапливается в корпусе. От перемещения плашки вниз предохраняют выступающие концы пружин 3, которые упираются в нижний торец кольца 2.

Труболовка наружная освобождающаяся 1ТНО-89-168 для извлечения аварийной колонны труб целиком или по частям захватывает трубу за ее наружную поверхность или за поверхность муфты в эксплуатационных колоннах диаметром 168 мм.

Труболовка состоит из корпуса 4 с левой резьбой в верхнем конце для ввинчивания переводника 1. Ниже нарезана цилиндрическая резьба, в которую ввинчен упор 2, а еще ниже прорезаны четыре паза под выступы гайки-фиксатора 5 механизма освобождения. Внутри корпуса перемещается упорный винт 6. В нижней части корпуса нарезана левая цилиндрическая резьба, в которую ввернут переводник 14, соединенный с воронкой 15.

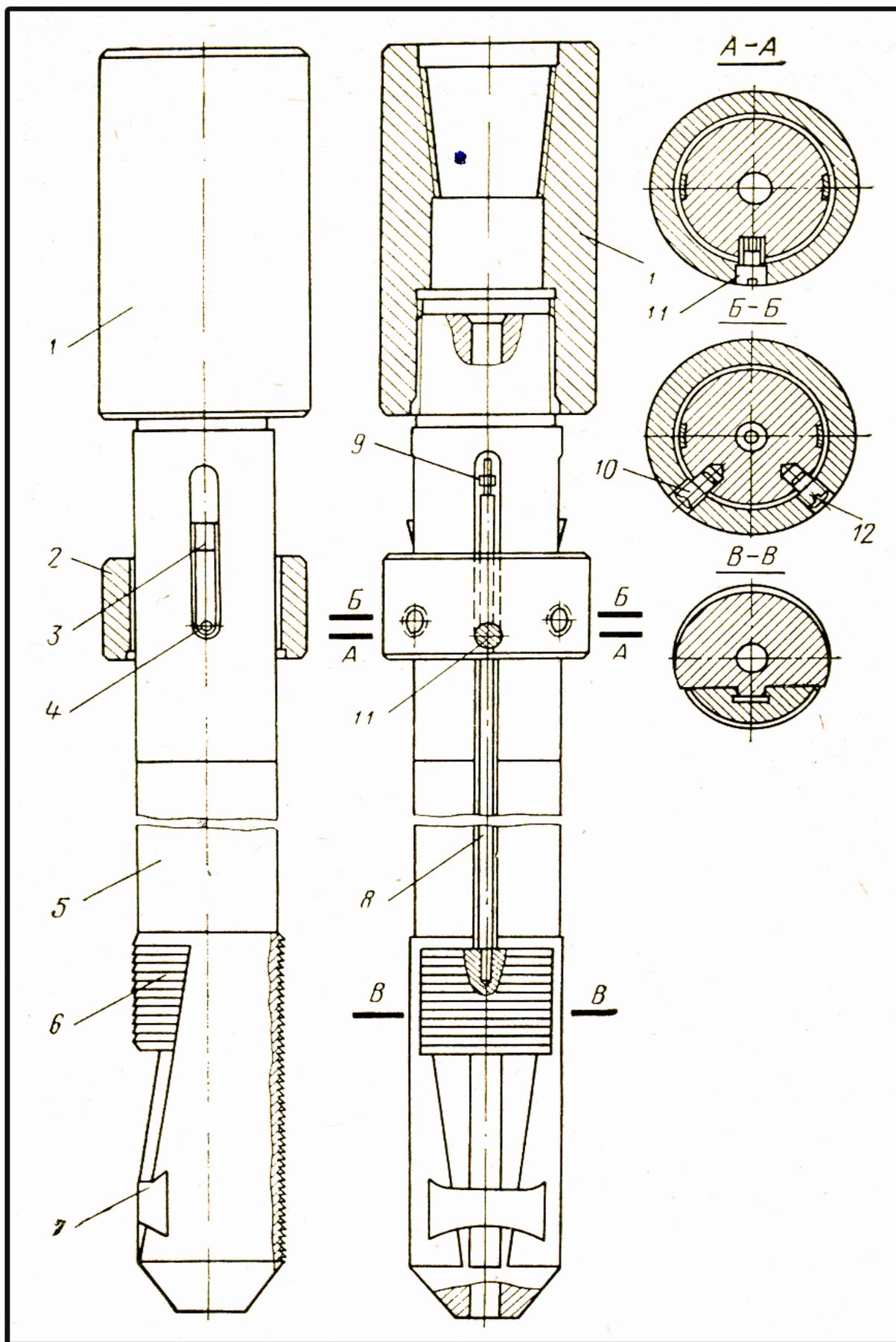


Рис. 3.53. Внутренняя освобождающаяся трубоволка

В стенках нижней части корпуса расточена коническая поверхность и в четырех пазах располагаются четыре плашки 12, установленные в окнах плашкодержателя 11. Перемещение плашек вниз ограничено упором плашкодержателя 11 в кольцевой уступ переводника 14, а вверх — упором торца винта 6 в механизм освобождения.

Труболовку спускают в скважину на бурильных трубах с левой резьбой и осторожно накрывают ею верхний конец аварийных труб, заводя его в труболовку. Для захвата плашками трубы создают натяжку инструмента, благодаря чему плашки перемещаются относительно корпуса вниз, врезаясь зубьями в тело трубы.

После этого приступают к извлечению трубы, постепенно увеличивая нагрузку на инструмент.

Если извлечь колонну не удастся и необходимо освободить инструмент от захваченной трубы, то поступают следующим образом: не поднимая инструмента, вращают его вместе с труболовкой против часовой стрелки на 20 оборотов. При этом корпус, плашкодержатель, плашки, гайка-фиксатор, переводник, упор и воронка будут вращаться относительно неподвижных аварийных труб и упорного винта, что обеспечивается врезанием в торец ловимой колонны зубьев, расположенных на нижнем торце упорного винта. Вращение продолжается до тех пор, пока гайка-фиксатор не выйдет из зацепления с упорным винтом и не займет крайнее нижнее положение. При этом гайка-фиксатор нижним торцом и выступами упирается в запечник корпуса, а верхним удерживает винт и связанные с ним плашкодержатель и плашки в верхнем положении. Поскольку плашки при этом не захватывают аварийную трубу, становится возможным подъем труболовки.

Для извлечения аварийных штанг и труб малого диаметра предназначен комбинированный ловитель ЛКШ-114. Он позволяет захватить за тело или муфту штангу диаметром от 12 до 22 мм или за тело безмуфтовую трубу с гладкими концами диаметром 48 мм.

Ловитель состоит из корпуса 4, двух комплектов плашек 5 и 8, верхнего и нижнего плашкодержателей 2 и 7, удлинителя 1, воронки 9, пружины 3 и соединительных винтов 6.

В верхней и нижней частях корпуса 4 в конических расточках располагаются плашки 5 для ловли за тело штанг, плашки 8 для ловли штанг за муфту. Пазы, в которых перемещаются плашки, имеют форму ласточкиного хвоста, перемещающаяся в них плашка всегда находится в рабочем положении. Плашки перемещаются в корпусе синхронно, так как соединены плашкодержателем.

Ловитель спускают на бурильных трубах с левой резьбой и осторожно залавливают штангу, пропуская ее внутрь ловителя. После этого ловитель поднимают и плашки, захватив штангу, спускаются вниз.

Для извлечения из скважины неприхваченных труб, скважинных штанговых насосов и других предметов применяют овершоты, состоящие из цилиндрического корпуса, внутри которого размещается кольцо с тремя пружинными лепестками, направленными вверх.

Овершот спускают на трубах, накрывают им аварийный объект — пружинные лепестки при этом отгибаются и свободно пропускают его внутрь корпуса. После начала подъема овершота пружинные лепестки скользят по наружной поверхности аварийного объекта, пока не упрутся в какой-либо выступ или не попадут в канавку, после чего начинается их совместный подъем.

Райберы и фрезеры (рис. 3.54, 3.55) служат для механической обработки металлических предметов в обсаженных скважинах для придания им геометрической формы, позволяющей использовать ловильный инструмент для их захвата.

Для обработки внутренней поверхности верхнего поврежденного конца оставшихся в скважине труб применяют райбер — инструмент, рабочая часть которого имеет цилиндрический, переходящий в конический участок с зубьями на поверхности и центральное сквозное отверстие для подачи промывочной жидкости. Райбер и фрезер присоединяют к бурильным трубам с помощью резьбы.

Размеры конусного и цилиндрического участков рабочей поверхности райбера должны обеспечивать после обработки трубы возможность ее надежного захвата внутренней трубоголовкой для использования метчика.

Для выравнивания и очистки кольцевого пространства вокруг колонны прихваченных труб применяют режуще-истирающие фрезеры ФК, а для сплошного фрезерования — фрезеры ФЗ.

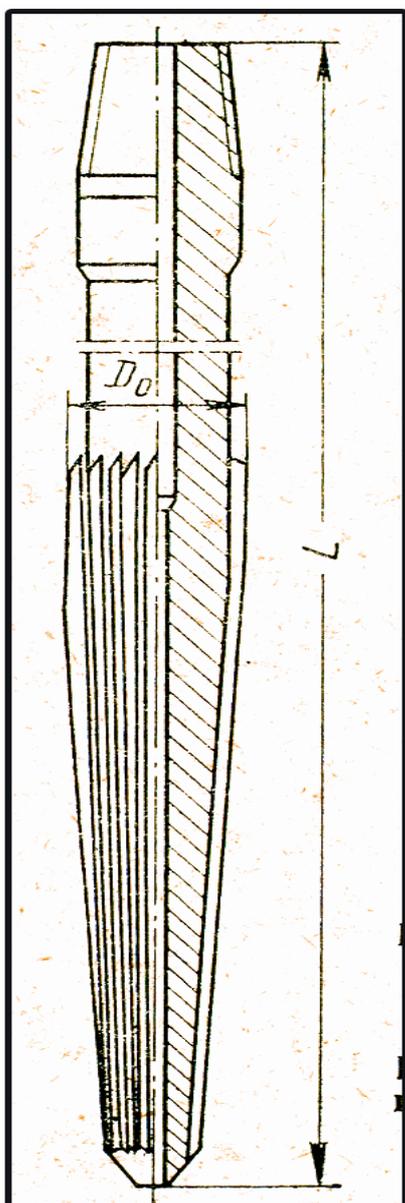
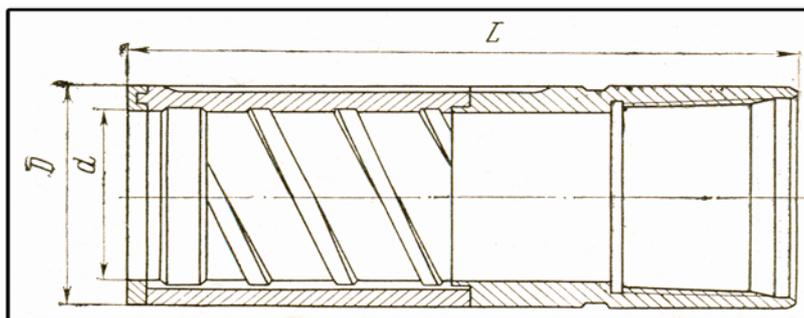


Рис. 3.54 Райбер

Рис. 3.55. Фрезер



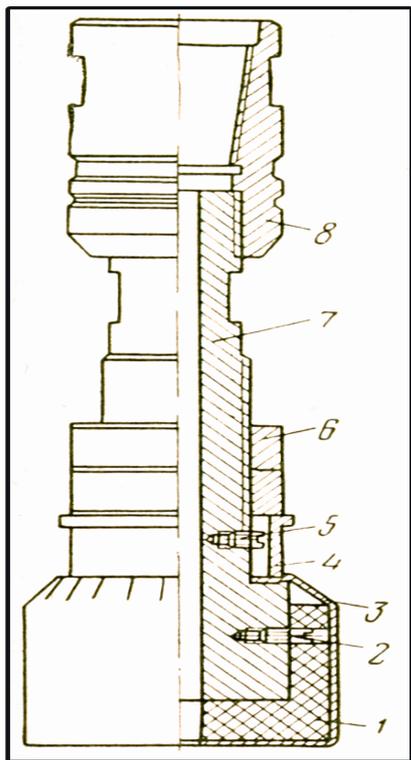


Рис. 3.56. Печать универсальная:

1-резиновый стакан; 2-винт;
3-алюминиевая оболочка; 4-нажимная втулка; 7-корпус;
8-проводник

Помимо них применяются колонные конусные фрезы для очистки внутренней поверхности эксплуатационной колонны или для обработки ее суженного участка.

Фрезы имеют на рабочей поверхности (кольцевой, конической, цилиндрической или плоской) зубья, армированные пластинами, изготовленными из твердых сплавов. Для удаления стружки, образующейся при обработке аварийного объекта, в теле фрезера имеются специальные каналы, по которым к рабочей поверхности подводится промывочная жидкость.

Печать предназначена для определения положения и состояния верхнего конца аварийного объекта, находящегося в скважине. Эту информацию получают, анализируя деформацию пластичной оболочки печати после ее извлечения из скважины.

Печать (рис. 3.56) состоит из двух основных узлов — корпуса с деталями для получения оттиска и зажимного устройства. В нижней части корпуса четырьмя винтами прикреплен резиновый стакан, на который надета алюминиевая оболочка. Ее верхняя часть, имеющая форму перьев, загнута на кольцевой запяточник корпуса и прижата нажимной втулкой, на которую воздействует нажимная гайка, перемещающаяся относительно корпуса.

В верхней части корпуса накручен переводник с замковой резьбой для присоединения к колонне бурильных труб, на которых печать опускается в скважину. Внутри корпуса печати предусмотрено отверстие для течения промывочной жидкости.

Печати предназначены для работы в колоннах обсадных труб с условными диаметрами 114, 140, 146, 168 мм.

3.16. Оборудование для ремонта скважин под давлением

Для ремонтов скважин под давлением разработаны техника и технология, обеспечивающие сохранение депрессии на пласт и исключение воздействия на него утяжеленных растворов. Подобные работы называются работами под давлением. При их проведении используется оборудование, герметизирующее устье скважины и позволяющее проводить процесс спуска-подъема через это оборудование при избыточном давлении в скважине.

При работах под давлением, например при подъеме колонны НКТ, выполняют следующие операции:

в нижней части извлекаемой колонны устанавливают устройство

(пробка, обратный клапан), препятствующее доступу пластовой Жидкости в подъемную колонну;

поднимают колонну труб при герметизации межколонного пространства;

после подъема последней трубы устье скважины герметизируется.

При спуске колонны эти работы выполняют в обратной последовательности.

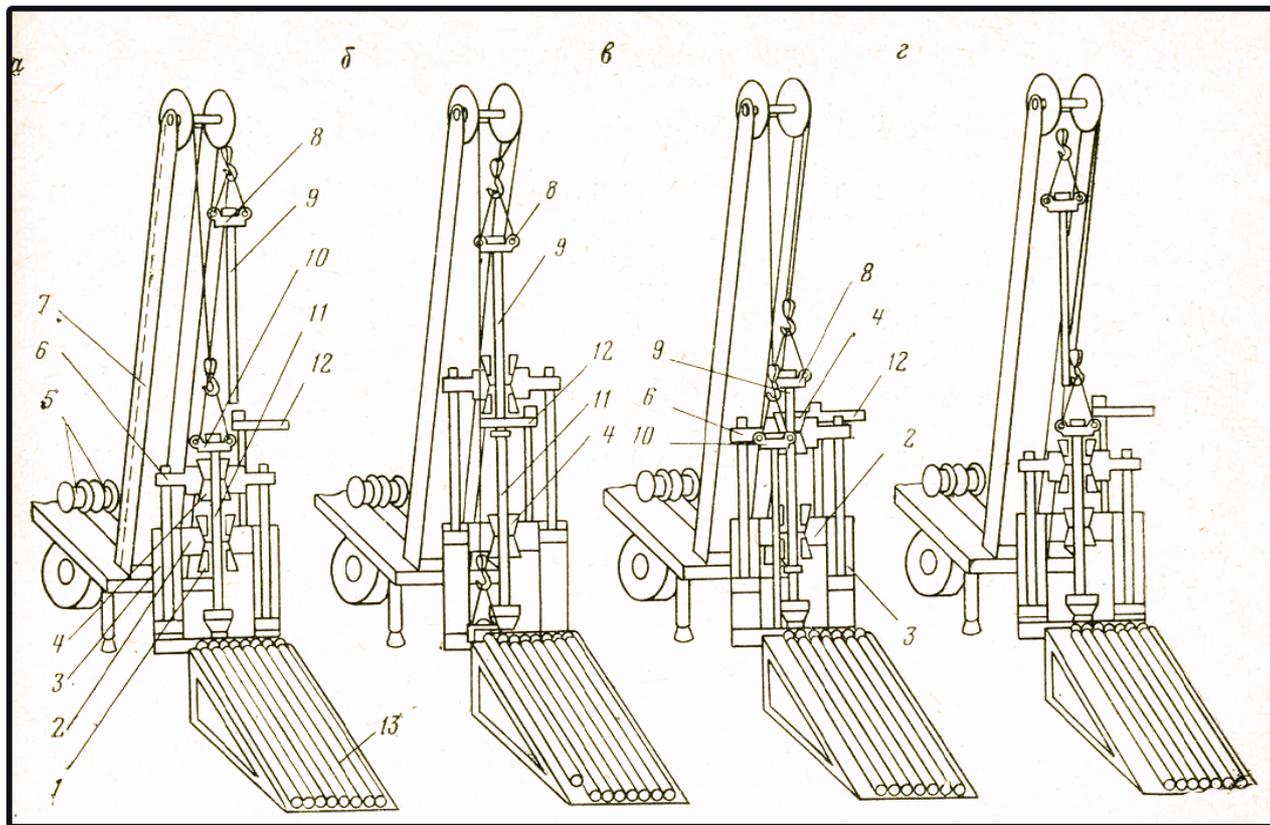


Рис.3.57. Схема выполнения спуско-подъемных операций с колонной труб на скважине под давлением

Особенностью грузоподъемного механизма, применяемого при выполнении всех этих операций, является обеспечение усилия, направленного не только вверх при подъеме, но и вниз при спуске труб (а в ряде случаев и при подъеме), поскольку сила, выталкивающая трубы при значительном давлении в скважине, может превышать их собственный вес.

Устьевое оборудование должно надежно уплотнять колонну при ее перемещении, как в вертикальном направлении, так и при вращении, причем герметизация не должна нарушаться как при прохождении труб, так и муфт или установленного на трубах инструмента.

При работе с колонной, собираемой из отдельных труб, используют механизм прерывного действия. На устье скважины устанавливают основание, в центре которого располагают уплотнение, а по бокам — два гидроцилиндра, связанных траверсой. Штоки цилиндров соединены подвижной траверсой, на которой размещен подвижный захват, неподвижный располагается на неподвижной траверсе, находящейся в верхней части цилиндров.

При подаче рабочей жидкости в нижние полости цилиндров под поршень подвижный захват поднимается, при подаче в верхнюю полость

— над поршнем подвижный захват опускается.

Над гидравлическим подъемником располагается вышка, несущая обычную талевую систему с крюком, к которому подвешен на штропах элеватор.

Процесс подъема или спуска труб с помощью гидравлического подъемного механизма заключается в срабатывании верхнего захвата, отпускании неподвижного захвата, перемещении рабочего захвата вместе с колонной вверх, если поднимают трубы, или вниз, если трубы спускают; в срабатывании нижнего захвата, фиксирующего колонну труб, пока освободивший ее подвижный захват перемещается в исходное положение.

Оборудование для выполнения операций при спуске и подъеме труб (рис. 3.38) включает блоки гидроцилиндров 3, спайдеры 1 и 4 на подвижной 6 и неподвижной 2 траверсах, элеваторы 10 и 8, мачту 7 с двухшквивным кронблоком, сдвоенную вспомогательную гидравлическую лебедку 5 и трубный ключ 12.

В исходном положении траверса находится внизу (рис. 3.57, а), колонна удерживается спайдером 4. Элеватор 10 подготовлен к открытию и снятию. С помощью элеватора 8 поднята с мостков и подготовлена к установке очередная труба 9, а подвесной ключ отведен.

После этого элеватор захватывает очередную трубу, лежащую на мостках 13, труба 9, висящая на элеваторе 8, подготовлена к свинчиванию с колонной 11, подвесной ключ 12 надвигается на трубу и свинчивает ее с колонной, удерживаемой спайдером, расположенным на неподвижной траверсе 2 (рис. 3.57, б).

Спайдер 4 на подвижной траверсе 6 закрыт (рис. 3.57, в), на неподвижной 2— открыт, спуско-подъемный механизм 3 перемещает колонну вниз, ключ 12 (отведен, элеватор 8 находится под муфтой трубы 9, а элеватором 10 с помощью лебедки 5 поднимают трубу с мостков для последующей установки ее в колонну (рис. 3.57, г).

Поскольку длина хода поршней гидроцилиндров спуско-подъемного механизма меньше длины трубы, спуск колонны на всю длину трубы и подготовка к наращиванию колонны осуществляются с перехватом.

В процессе спуско-подъемных операций используется вспомогательная гидравлическая лебедка, которая обеспечивает перемещение труб синхронно с перемещением колонны с помощью гидравлического подъемника.

Установки подобного рода оснащаются подвесными ключами с гидроприводом, для разбуривания пробок используется легкий ротор, встроенный в подвижную траверсу. Для захвата труб применяются гидроуправляемые спайдеры со сменными клиньями.

Контрольные вопросы

1. Какое оборудование необходимо для подземного ремонта скважин?
2. Чем отличается и что общего в оборудовании, используемом при текущем и капитальном ремонте?
3. Какой инструмент необходим для проведения спуско-подъемных операций?
4. В чем преимущества одноштропных элеваторов по сравнению с двуштропными?
5. Для каких операций целесообразно использовать двуштропные

элеваторы?

6. Укажите основные типы установок, используемых при подземном ремонте?

7. В каких случаях целесообразно использовать агрегаты подземного ремонта на гусеничном или колесном шасси?

8. В чем преимущества использования канатной техники?

9. Какое оборудование необходимо для ликвидации пробок?

10. Какое оборудование необходимо для гидropескоструйной перфорации?

11. Какие типы штанговых и трубных ключей обеспечивают наиболее стабильный крутящий момент при свинчивании штанг и труб?

12. В чем преимущества и недостатки освобождающихся и неосвобождающихся инструментов?

13. Укажите основные типы инструмента, используемого при ловильных работах.

РАЗДЕЛ 4

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

4.1. Классификация операций, выполняемых при подземном ремонте скважин

Характерной особенностью подземного ремонта является то, что при различных его назначениях могут выполняться одни и те же операции. Например, при изменении глубины подвески ШСН и при гидроразрыве выполняют спуско-подъемные операции и т. п. Независимо от целей подземного ремонта одинаковые по своему содержанию операции, входящие в него, требуют использования одних и тех же специализированных машин и инструментов.

При подземном ремонте выполняются следующие операции:

транспортные — доставка к скважине необходимого оборудования и инструмента;

подготовительные — установка оборудования на площадке у скважины и подготовка его к работе;

спуско-подъемные — извлечение или спуск в скважину оборудования; собственно операции ремонта;

заключительные — свертывание комплекса оборудования и подготовка его к транспортировке.

Подразделение операций при подземном ремонте достаточно условно. В ряде случаев операции, собственно подземного ремонта занимают очень мало времени по сравнению со всеми остальными, например смена цилиндра трубного скважинного насоса. Иногда спуско-подъемные операции являются целью ремонта, например, при изменении глубины спуска колонны подъемных труб.

Подземный ремонт скважин включает в себя текущий и капитальный ремонты, а текущий, в свою очередь, подразделяется на предупредительный, вынужденный и технологические работы.

Предупредительный ремонт в зависимости от способа эксплуатации скважины включает следующие операции.

При фонтанной или компрессорной эксплуатации:

спуск или подъем колонн труб;

замену отдельных изношенных или имеющих дефекты труб;

установку или замену пакеров, якорей, газлифтных клапанов, клапанов-отсекателей;

очистку внутренней полости труб от песка, парафина, солей или продуктов коррозии (с подъемом и без подъема труб на поверхность); промывку пробок.

При эксплуатации ШСН или ЭЦН:

к перечисленным операциям добавляют спуск или подъем насоса, проверку его состояния, замену новым;

проверку и замену клапанных узлов;

проверку, очистку или замену защитных приспособлений насоса;

спуск, подъем или замену подземного оборудования скважин, оборудованных ЭЦН;

установку или замену клапанов-отсекателей.

Вынужденный ремонт проводят для устранения внезапно появившихся отказов или дефектов в работе оборудования:

- ликвидация обрывов или отвинчивания колонны насосных штанг;
- расхаживание заклиненного плунжера;
- расхаживание прихваченных труб.

При текущих ремонтах целесообразно совмещать несколько операций; например, при замене ШСН целесообразно очистить поднятые трубы от песка или парафина, осмотреть и отбраковать дефектные штанги и трубы и т. п.

К технологическим работам относятся:

- изменение глубины подвески рядов труб или их диаметров при фонтанной или газлифтной эксплуатации;
- изменение глубины подвески насоса;
- замена насоса на другой.

Необходимо отметить, что такое деление операций на перечисленные группы достаточно условно, но оно приводится здесь для облегчения понимания назначения и целей всего многообразия работ, проводимых со скважиной и оборудованием, спущенным в нее.

Например, образование пробок или отложений парафина может вызвать вынужденный ремонт, если наблюдение за работой скважины велось плохо и появление пробки привело к прекращению подачи, или предупредительный — при постоянном наблюдении за работой скважин.

Капитальный ремонт скважин включает в себя операции, связанные с ремонтом собственно скважины и воздействием на призабойную зону и пласт. Кроме того, обычно к ним относят сложные вынужденные операции текущего ремонта, например извлечение оборванных штанг и труб.

Помимо обследования скважин и уточнения номенклатуры, предстоящих к выполнению операций капитальный ремонт включает:

- ремонтно-исправительные работы (герметизация устья, исправление и замена поврежденной части колонны, перекрытие дефектов в колонне, установка и разбуривание цементных пробок),
- изоляционные работы,
- крепление пород призабойной зоны,
- очистку фильтра,
- переход на другой продуктивный горизонт,
- зарезку и бурение второго ствола,
- ловильные работы.

К капитальному ремонту могут быть также отнесены и работы, связанные с воздействием на призабойную зону и пласты:

- кислотная обработка;
- гидравлический разрыв пласта;
- тепловое воздействие на призабойную зону.

Классификация операций и виды ремонтов приведены в табл. 4.1.

Рассмотрение технологии подземных ремонтов показывает, что спуск-подъем штанг или труб присутствует практически во всех случаях. Исследования показывают, что на эти процессы уходит 70—90 % всего времени, затрачиваемого на подземный ремонт.

Работа по сокращению времени и трудоемкости спуско-подъемных операций ведется в двух направлениях:

- создание машин и механизмов для ускорения и облегчения труда бригад подземного ремонта в сочетании с совершенствованием

технологии выполнения операций;

разработка оборудования, исключаящего вообще или значительно сокращающего отдельные операции спуска-подъема.

В качестве примера первого направления можно привести создание автомата АПР-2 (автомат Молчанова) с комплексом инструментов, в качестве второго — эксплуатацию скважин с помощью вставных насосов (исключающих необходимость подъема труб при смене насоса) или использование гибких штанг, при подъеме и спуске которых исключается разборка колонны и т. п.

Что касается остальных операций, выполняемых при подземном Ремонте, то анализ показывает, что они механизированы в значительно большей степени и длительность их проведения обусловлена не физическими возможностями людей, выполняющих эти операции, а технологией проведения операций и техническими характеристиками оборудования.

Таблица 4.1

Классификация операций, выполняемых при подземном ремонте

ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ	КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ
<p>а) предупредительный ремонт:</p> <ul style="list-style-type: none"> -смена фонтанного или газлифтного оборудования -смена скважинного насоса -смена клапанов или плунжера -удаление пробок -очистка труб и штанг от парафина -очистка защитных приспособлений насоса 	<p>а) работы в стволе:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ликвидация аварий обсадной колонны -изоляция проявившихся вод -ликвидация заколонных перетоков -извлечение упавшего или прихваченного оборудования инстру-ента -переход на другой горизонт -забуривание второго ствола
<p>б) вынужденный ремонт:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ликвидация обрывов и отворот штанг -смена вышедшего из строя оборудования для подъема жидкости -повторный ремонт 	<p>б) воздействие на фильтр и призабойную пласта:</p> <ul style="list-style-type: none"> -перфорирование -крепление привозабойной зоны -термическая обработка фильтра и призабойной зоны -кислотная обработка
<p>в) технологические работы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -переход на другой способ эксплуатации -замена насоса на другой тип или диаметр 	<ul style="list-style-type: none"> -гидравлический разрыв пласта

-спуск защитных приспособлений -изменение глубины подвески насоса -смена штанг на другой диаметр	
--	--

4.2. Подготовка скважин к ремонту

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 при этом оборудования.

К первой группе относятся работы, связанные с глушением скважины и предупреждением ее фонтанирования или каких-либо проявлений в процессе проведения работ. 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 крон-блока и мачты, смазка шкивов, оснастка талевого системы, установка оттяжного ролика), подвешивание ролика к поясу вышки при работе на скважинах, оборудованных ЭЦН, 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 (определение уровня жидкости, места расположения пробки, глубины забоя и т.п.). Необходимость подготовки скважин, эксплуатирующихся механизированными способами, обусловлена возможностью ее проявления при подземном ремонте, причем вероятность самоизлива скважины тем выше, чем большая депрессия создавалась на забое в процессе ее эксплуатации. Это объясняется следующим образом. Большинство месторождений разрабатывают с поддержанием пластового давления. При высокой обводненности и работе скважин в режиме форсированных отборов перепады между пластовым и забойным давлением весьма велики. Если после остановки такой скважины не заглушить ее, то через сравнительно небольшой промежуток времени давление восстановится и статический уровень жидкости поднимется настолько, что начнется самоизлив скважины.

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

Для эксплуатационных скважин подготовка их к ремонту может быть выполнена несколькими способами.

1) Наиболее рационально перекрытие клапана-отсекателя, установленного выше перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. Для этого необходима предварительная установка клапана-отсекателя, позволяющего проводить ремонт без глушения скважины.

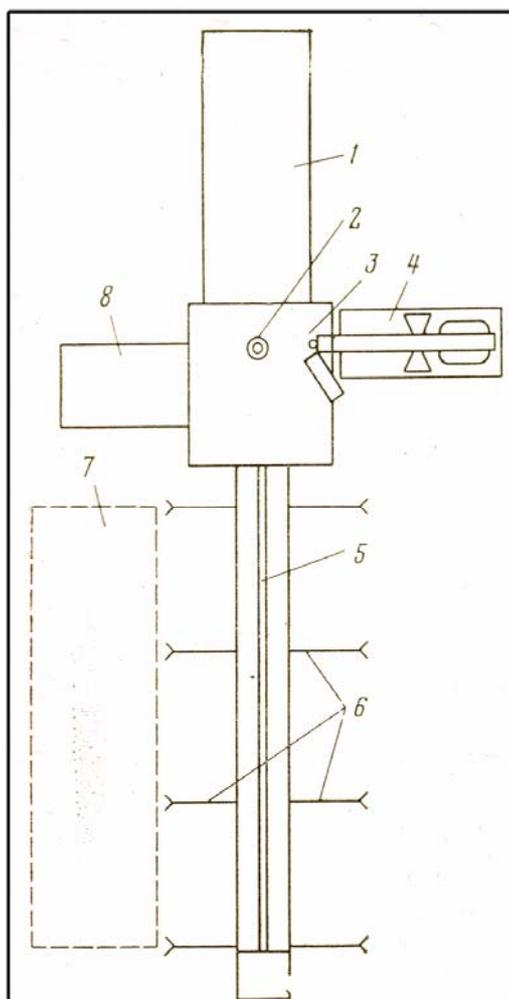
2) Промывка скважины в сочетании с глушением.

3) Оснащение устья скважины оборудованием, позволяющим проводить работы под давлением.

Глушение скважины заключается в замене жидкости в скважине, состоящей из нефти, газа и воды, на задавочную жидкость с плотностью, обеспечивающей создание необходимого противодействия на пласт.

Для удаления из скважины пластовой жидкости с малым удельным весом применяют прямую и обратную циркуляцию жидкости. При прямой технологическую жидкость закачивают по колонне насосно-компрессорных труб, а вытесняемая пластовая жидкость движется по кольцевому каналу между НКТ и эксплуатационной колонной. При обратной циркуляции технологическую жидкость закачивают в кольцевое пространство, а вытесняемая пластовая жидкость движется по НКТ.

Промывка с прямой и обратной циркуляцией обеспечивает гарантированное замещение столба пластовой жидкости лишь до глубины спуска насоса или НКТ. Для замещения всего объема жидкости поступают следующим образом: при обратной промывке после появления технологической жидкости на устье скважины, что определяется по периодическим отборам проб из контрольного вентиля, центральную задвижку закрывают, а закачку технологической жидкости не прекращают.



При условии повышения давления закачиваемой технологической жидкости по сравнению с пластовым столб жидкости, располагающийся ниже колонны промывочных труб или НКТ, будет задавлен обратно в пласт.

Гарантировать полное замещение всего столба пластовой жидкости на технологическую при промывке нельзя, поэтому плотность пластовой жидкости выбирают такой, чтобы противодействие на пласт превышало пластовое давление на 5—10%. Соотношение противодействия и пластового давления называют коэффициентом запаса.

В качестве технологической жидкости при подземном ремонте обычно используют:

сточную воду, получаемую в процессе промышленной подготовки продукции нефтяных скважин, плотностью 1080—1120 кг/м³,

высокоминерализованную пластовую воду плотностью 1180—1230 кг/м³,

специальные утяжеленные растворы плотностью до 1450 кг/м³.

После завершения промывки и задавливания скважины (в тех случаях, когда это необходимо) вокруг нее

Рис. 4.1. Схема размещения оборудования при спуско-подъемных операциях:

1-площадка для установки агрегата; 2-устье скважины; 3-рабочая площадка; 4-станок-качалка; 5-направляющий желоб; для выведения НКТ; 6-стеллаж для НКТ или штанг; 7-зона установки дополнительных стеллажей; 8-дополнительная площадка для укладки устьевого арматуры.

размещают и монтируют оборудование для выполнения подземного ремонта.

В зависимости от способа эксплуатации, особенностей конструкции оборудования, спущенного в скважину, целей подземного ремонта состав и размещение оборудования могут быть различными. Общим для большинства работ (рис. 4.1) является наличие у скважины приемных мостков со стеллажами для насосно-компрессорных труб и штанг (при эксплуатации скважины ШСН), якорей для соединения со страховочными

оттяжками, площадки для подъемника. При ремонте скважины, оборудованной УЭЦН, размещение оборудования несколько иное (рис. 4.2).

Порядок выполнения подготовительных работ следующий.

- 1) Установка передвижных мостков у устья скважины (в тех случаях, когда отсутствуют стационарные).
- 2) Проверка якорей для крепления оттяжек.
- 3) Устройство площадки для опоры домкрата вышки и агрегата.
- 4) Установка агрегата у устья скважины.
- 5) Установка вышки в вертикальное положение, выдвигание ее секции вверх.
- 6) Центровка мачты и натяжение оттяжек.
- 7) Установка настила рабочей площадки.
- 8)

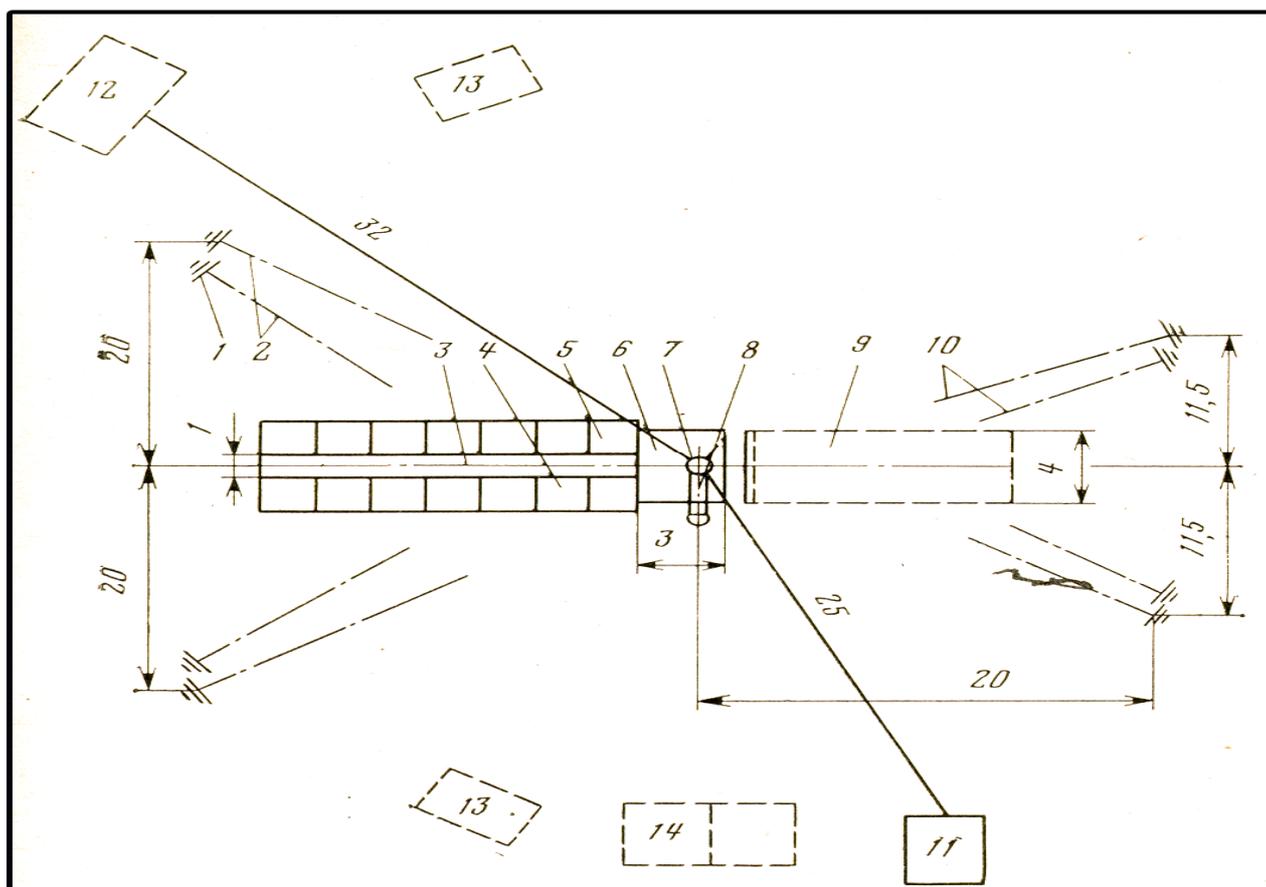


Рис. 4.2. Схема размещения оборудования у устья ремонтируемой скважины с ЭЦН:
 1-якорь ; 2-страховочные оттяжки; 3-приемные мостки; 4,5-стеллажи для труб; 6-рабочая площадка; 11-кабеленаматыватель; 12-культбудка; 13-осветительная установка; 14-станция управления ЭЦН и автотрансформатор

Рассмотрим более подробно выполняемые операции при монтаже агрегата Азинмаш-37А. В них участвуют оператор, помощник оператора, машинист подъемного агрегата и тракторист ходового трактора.

По сигналу оператора тракторист подгоняет ходовой трактор к передвижным мосткам, оператор зацепляет их к фаркопу и наблюдает за точной установкой мостков у устья. Вместе с помощником он отцепляет мостки после их установки.

Оператор вместе с трактористом проверяет качество крепления якорей. Для этого тракторист последовательно подводит трактор к каждой петле, оператор цепляет петлю якоря за фаркопф и дает сигнал на натяжку якоря. После проверки на усилии 45 кН трактор переезжает к следующему якорю.

В это время помощник наблюдает за подгонкой агрегата к устью скважины со стороны, противоположной мосткам. Не доезжая 10 м до устья, агрегат останавливается, оператор с помощником разматывают оттяжки и растаскивают их в стороны. Затем они подготавливают площадку под брусья и подъемный агрегат, укладывают брусья под домкраты агрегата.

Машинист, руководствуясь сигналами оператора, стоящего на мостках, подгоняет агрегат к устью скважины таким образом, чтобы продольная ось агрегата совпадала с осью устья скважины. Одновременно с этим помощник следит за движением агрегата и, когда расстояние между

плоскостью ног задней опоры мачты и устьем скважины составляет 1,5 м, дает сигнал на прекращение движения.

Машинист затормаживает агрегат, ставит его на ручной тормоз, присоединяет заземление к кондуктору и вынимает выносной пульт управления.

Оператор с помощником устанавливают ноги задней опоры Мачты в нижнее положение. Для этого вытаскивают пальцы, фиксирующие их в верхнем положении, и после опускания ног их устанавливают в отверстие, соответствующее нижнему положению.

После этого вращением винтовых домкратов прижимают опорные плиты ног к фундаменту, устанавливают боковые откидные опоры, после чего разносят стяжные винты к якорям и цепляют их за петли.

После проверки исправности узлов подъема и работы упоров верхней секции вышки машинист заполняет маслом полость гидравлических домкратов для подъема мачты. По сигналу оператора, находящегося в 15—20 м от агрегата, машинист, работая за выносным пультом управления, начинает подъем до тех пор, пока мачта не сядет в гнезда задней опоры.

Оператор с помощником прикрепляют нижнюю секцию мачты к задней опоре и открепляют верхнюю секцию от нижней. Машинист по сигналу оператора начинает выдвигание секции вышки до появления светового сигнала на пульте, после чего опускает ее вниз, сажая на упоры.

При подъеме оператор с помощником наблюдают за подъемом секции и оттяжкой канатов. После выдвигания секции вышки они растаскивают оттяжки и зацепляют их за стяжные винты, ранее прикрепленные к петлям якорей.

Центрируют мачту вращением винтовых домкратов таким образом, чтобы ось вращения спущенного крюка совпадала с осью скважины. После центровки оператор с помощником натягивают оттяжки мачты винтами. Затем устанавливают и настилают рабочую площадку.

После размещения и монтажа оборудования бригада приступает к монтажу приспособлений для спуско-подъемных операций: устанавливают инструментальный столик, монтируют, если они используются при ремонте, штанговый или трубные механические ключи и т. п.

Указывать общий для подземных ремонтов всех видов перечень работ не представляется целесообразным, поскольку он определяется не только целью ремонта, применяемыми инструментами и механизмами, но и традициями выполнения этих операций, существующими в НГДУ или объединениях.

Перед ремонтом скважины, эксплуатируемой ЭЦН, рядом с ней в поле зрения тракториста устанавливают кабеленаматыватель и пульт управления им. Ось барабана должна быть перпендикулярна к линии, соединяющей его середину с осью скважины. Кабель должен сбегать с верхней части барабана и через подвесной ролик направляться к устью скважины.

У устья скважины располагают инструмент для спуско-подъемных работ, вспомогательное оборудование.

Проведению спуско-подъемных операций, расхаживанию труб и всех операций, связанных с применением или извлечением внутрискважинного оборудования, предшествует разборка устьевого арматуры.

Фонтанную арматуру разбирают следующим образом: вначале отсоединяют боковые фланцы, снимают буферный и вместо него устанавливают подъемный патрубок. После отвинчивания болтов, крепящих тройник к центральной задвижке, элеватор подводят под муфту подъемного патрубка и осторожно поднимают арматуру вверх.

Устьевое оборудование при эксплуатации скважин

После установки балансира в крайнем верхнем положении на устьевом штоке закрепляют штанговый зажим, отсоединяют канатную подвеску от штока и опускают колонну штанг до тех пор, пока штанговый зажим не сядет на крышку устьевого сальника. После этого, захватив нижний конец балансира канатным штропом, поднимают головку и плавно укладывают ее тыльной частью на верхнюю полку балансира, где она находится в течение всего ремонта.

Новые станки-качалки имеют поворотные головки, которые сначала приподнимают с помощью талевой системы, а затем вручную с помощью вспомогательного канатика оттягивают влево или вправо.

После разъединения устьевого штока и поворота головки балансира разбирают устьевое оборудование. Если устье оборудовано сальником несамонуплотняющейся конструкции, сначала отсоединяют выкидную линию, поднимают устьевой шток и освобождают его от зажима, отодвигают сальник от верхней муфты устьевого фланца и поднимают колонну штанг вместе с сальником до выхода очередной штанговой муфты. Под муфту устанавливают штанговый элеватор, который опирается на торец муфты НКТ. После этого штанговую муфту плавно сажают на элеватор и отвинчивают устьевой шток вместе с висящим на нем сальником. Для того чтобы последний не мешал отвинчивать резьбовое соединение перед подъемом устьевого штока, его привязывают канатом малого диаметра к штанговому зажиму.

Отсоединенный устьевой шток вместе с сальником укладывают на мостки, после чего скважина готова к подъему штанг и труб.

При использовании самоуплотняющихся сальников разборка устья упрощается, поскольку отпадает необходимость в разборке бокового отвода.

Устьевое оборудование при эксплуатации ЭЦН

Перед разборкой давление в затрубном пространстве снижают, для чего открывают затрубную задвижку. Раскрепляют болты арматуры, разбирают сальник КРБК и устанавливают подъемный патрубок. На подъемном патрубке размещают элеватор и приподнимают пьедестал, оператор снимает клемсы, после чего пьедестал сажают обратно. Оператор с помощником протаскивают кабель через сальник, заряжают ключ на патрубок пьедестала и развинчивают его.

По сигналу оператора пьедестал поднимают и опускают рядом с рабочей площадкой.

Далее кабель протаскивают через ролик и закрепляют на барабане кабеленаматывателя.

Перед подъемом колонны НКТ необходимо вскрыть отверстие в спускном клапане, расположенном над насосом (в противном случае трубы будут подниматься вместе с жидкостью). Для этого во внутреннюю полость НКТ сбрасывают металлический стержень диаметром 35 мм и длиной 650 мм, который ударяет по штуцеру сливного клапана и

обламывает его в месте надреза, в результате чего внутренняя полость НКТ соединяется с кольцевым пространством.

Устьевое оборудование нагнетательных скважин разбирается аналогично фонтанной арматуре.

К подготовке скважины к подземному ремонту относится также определение уровня жидкости, места расположения песчаной пробки, длины спущенных труб и аналогичные изменения, позволяющие судить о состоянии скважины.

Уровень жидкости и глубину забоя определяют с помощью лебедки, приводимой в действие вручную или от двигателя автомобиля, на котором она смонтирована. Для измерения применяется желонка, спускаемая в скважину на проволоке под действием собственного веса и веса проволоки. Во время спуска барабан притормаживают, обеспечивая скорость не более 3 м/с. Достижение уровня жидкости или забоя определяют по резкому уменьшению нагрузки и изменению характера вращения барабана.

После этого прекращают сматывать канат с барабана, снимают показания индикатора, регистрирующие вес каната и желонки в жидкости и начинают медленный подъем. Отрыв желонки от уровня жидкости или от забоя определяют либо по резкому изменению показаний индикатора, или — если используют ручную лебедку — по увеличению усилия, прилагаемого к рукоятке.

Подняв желонку, определяют ее вес в воздухе и вес проволоки. Далее вычисляют сумму показаний, характеризующую вес проволоки и желонки, наполовину погруженной в жидкость, после чего спускают желонку вниз, пока индикатор не покажет вычисленное значение. При соответствующей глубине погружения снимают показания счетчика оборотов и находят по ним глубину спуска.

Полученные результаты дублируют, определяя величину погружения при подъеме следующим образом: возможно, более точно снимают показания со счетчика и определяют длину проволоки, соответствующую расстоянию от исходного положения желонки до момента появления ближайшей метки—наплавки на проволоке лебедки с ручным приводом или магнитной метки на лебедках агрегатов для исследования скважин,— после этого производят подъем, подсчитывая только число меток, расстояние между которыми равно 100 или 50 м. Складывая первоначально измеренную величину с длиной проволоки, поднятой с расчетом меток, вычисляют длину проволоки, спущенной в скважину. При проведении точных расчетов в значение этой длины вводят поправку на ее температурное удлинение под действием собственного веса и веса подвешенного к ней инструмента. Величины поправок при намотке проволок различных диаметров приводятся в инструкциях к лебедкам.

Глубину забоя скважины определяют аналогичным образом, но вместо желонки используют гирьку, глубину спуска которой отмечают по моменту изменения нагрузки без вычисления средних глубин погружения желонки.

Определение длины колонны, труб, спущенных в скважину, вычисляют с помощью вилки — стержня, в нижней части которого расположены две свободно вращающиеся вокруг удерживающей их оси планки. Перед спуском верхние концы планок связывают шпагатом так, чтобы в свободном состоянии планки торчали вверх под углом 45—60 ° к вертикальной оси.

Вилку опускают в трубы — при этом планки сходятся и их верхние концы свободно скользят по стенкам труб — до тех пор, пока, выйдя из-под башмака колонны, они под действием собственного веса не повернутся вокруг оси и раздвинутся.

При подъеме вилки планки, упираясь в нижний торец труб, препятствуют ее перемещению вверх, что отражается на показаниях индикатора веса. Длина проволоки, смотанной с барабана лебедки, и соответствующее этой длине увеличение усилия определяют глубину спуска труб. Зафиксировав ее величину, увеличивают натяжку проволоки, обрывают шпагат, после чего планки поворачиваются вниз, занимают вертикальное положение и прибор извлекается на поверхность.

Подобные измерения можно проводить через подъемные или промылочные трубы.

Райберовка насосно-компрессорных труб

Эта операция подготовки труб перед спуском их в скважину выполняется для создания на их внутренних поверхностях фасок, обеспечивающих свободный проход при спуске или подъеме приборов, скребков, плунжеров и т. п. Трубы обрабатывают специальным инструментом — райбером, представляющим собой коническую фрезу с наклоном образующей конической поверхности к оси в пределах 12—20°.

Для райберовки труб в промысловых условиях их укладывают в ряд на горизонтальные стойки, после чего обрабатывают торцы труб. При этом райбер может вращаться вручную с помощью коловорота или пневмо- или электроинструмента. Во время обработки ось райбера должна совпадать с осью трубы, в противном случае размер фаски и угол ее наклона будут переменными. При обработке концов труб, на которые навинчены муфты, необходимо принять меры предосторожности по защите ее внутренней резьбовой поверхности от случайных повреждений райбером. Для этого целесообразно использовать защитные стаканы из листовой стали толщиной 1—1,5 мм, которые перед райберовкой вставляют в отверстие муфты. В стенке стакана делают два отверстия диаметром 10—15 мм для извлечения его с помощью стержня, продеваемого в них при заклинивании, смятии и т. п.

После обработки труб с двух сторон их следует продуть воздухом или промыть водой для удаления металлической стружки.

Демонтаж и монтаж гидроприводных установок

При эксплуатации скважины штанговым скважинным насосом, приводимым в действие гидравлическим приводом, смонтированным на устье скважины, подземному ремонту должен предшествовать демонтаж установки, а после его окончания — монтаж. Монтажу установки на скважине должен предшествовать спуск колонн насосно-компрессорных труб, штанг и насоса.

Монтируют и демонтируют установку с помощью агрегата подземного ремонта с грузоподъемностью, обеспечивающей подъем установки вместе с колоннами штанг, насосно-компрессорных труб и жидкостью, содержащейся в них, или с помощью автокрана, грузоподъемная сила которого должна соответствовать лишь весу наземной части установки. При работе с агрегатом подземного ремонта монтаж-демонтаж выполняется бригадой ПРС.

Рассмотрим последовательность операций при работе с помощью агрегата подземного ремонта: после доставки на скважину к установке, лежащей на транспортном средстве, присоединяют монтажную тележку. Она крепится к нижнему фланцу установки.

Перед монтажом установка 5 должна быть расположена относительно устья скважины в соответствии со схемой (рис. 4.3, а). Монтажная тележка 7, прикрепленная к установке, соединяется тросом с вспомогательной лебедкой 8, (установленной на транспортном средстве 6. (В качестве вспомогательной лебедки может быть использована лебедка автомобиля высокой проходимости. Элеватором ЭГ 2, подвешенным на крюке талевого системы 1 подъемника, захватывают «грибок» 3, расположенный в верхней части установки. (Вместо элеватора можно использовать специальное монтажное приспособление, захватывающее установку внизу или в средней части). Поднимать элеватор следует на минимальной скорости, одновременно сматывая трос с барабана вспомогательной лебедки (рис. 4.3, б). Установка в это время одним концом висит на крюке, а другим опирается на монтажную тележку, катящуюся по направляющим рамы транспортного средства.

После подъема установки в вертикальное положение монтажную тележку отсоединяют от нижнего фланца и (рис. 4.3, в). Муфту 12 штанги с устьевым штоком 10 соединяют при помощи переводника 11 (рис. 4.3, г). Во время свинчивания вручную колонна насосно-компрессорных труб 14 опирается на элеватор 15, а муфта 12 штанги — на штанговый элеватор 13. Для установки ключей при свинчивании следует использовать лыски на устьевом штоке установки, переводнике и квадрате штанги.

После свинчивания установку вместе с колонной штанг приподнимают вверх, штанговый элеватор убирают и опускают установку до соприкосновения переводника устьевой трубы с муфтой колонны насосно-компрессорных труб.

Колонну насосно-компрессорных труб с устьевой трубой (рис. 4.3, д) свинчивают также вручную при помощи цепного ключа, установленного на переводнике 9, одновременно стопорят насосно-компрессорную трубу 14, опертую на элеватор.

После свинчивания резьбового соединения установку вместе с колонной труб поднимают, освобождают элеватор, проверяют состояние уплотнения на торце переходного фланца 16 и опускают вниз для стыковки фланцев (рис. 4.4, е). Затем соединяют гибким шлангом 17 муфту устьевой трубы с промысловым коллектором, а кабель электродвигателя подключают к станции управления.

После общего осмотра установки и проверки заполнения ее бака рабочей жидкостью необходима регулировка основных гидравлических аппаратов, лишь тогда привод может быть включен в работу.

Установку демонтируют в обратном порядке. В зависимости от типа установки и ее конструктивных особенностей отдельные фазы монтажа могут иметь незначительные отличия, что предусмотрено в инструкции по монтажу и эксплуатации установок.

Продолжительность выполнения всех перечисленных операций монтажа составляет 20-30 мин при слаженной работе бригады.

Монтаж и демонтаж установки при помощи подъемного крана рассмотрим на примере установки аналогичного типа.

1) Кулачок реверса устанавливают в положение, соответствующее ходу

штанг вверх, и, включив двигатель, заполняют подпоршневой объем гидроцилиндров рабочей жидкостью. При этом поршень штангового цилиндра поднимают вверх. Это продолжают до тех пор, пока высота подъема соединительной муфты не будет достаточной для установки между ней и соединительной муфтой устьевой трубы штанговой подставки.

2) Вторично открывают вентиль, соединяющий подпоршневые полости цилиндров с баком. При этом соединительную муфту устьевого штока опускают вниз до штанговой подставки.

3) Удерживая кулачок системы реверсирования в положении, соответствующем ходу штанг вверх, включают двигатель до тех пор, пока нижняя траверса не опустится вниз настолько, что станет возможным удаление двух подкладных полуколец, фиксирующих муфту устьевого штока относительно нижней траверсы. После этого станет возможным перемещение нижней траверсы вверх, а муфта при этом будет проходить через нее.

4) Шток штангового цилиндра отсоединяют от устьевого штока путем развинчивания муфты.

5) Гибкий шланг, идущий от устьевого штока до промыслового коллектора, отсоединяют, предварительно закрыв задвижку на коллекторе. Если фланец установки выполнен разрезным (подковообразным), то эту операцию выполнять не обязательно поскольку при дальнейшем перемещении установки гибкий шланг пройдет через вырез.

6) После отключения кабеля электродвигателя от блока управления, захвата установки грузоподъемным устройством (например, автомобильный кран) всю установку в сборе медленно поднимают строго вертикально. Муфта устьевого штока при этом проходит через траверсу, а устьевая труба и устьевой шток опираются на нижний фланец установки через трубную и штанговую подставки.

7) После подъема на достаточную высоту установку отводят вбок поворотом стрелы крана и опускают на транспортное средство. При ее укладке необходимо следить за тем, чтобы бак и трубопроводы не были повреждены, а сама установка укладывалась бы на грань, свободную от трубопроводов, двигателя, аппаратов и т. п.

Крюк крана опускают вниз до тех пор, пока промежуточный фланец установки не соприкоснется с транспортным средством после чего фланец фиксируют коротким тросом или шарнирно закрепленной тягой и при одновременном повороте стрелы и опускании крюка укладывают установку на транспортное средство.

Установку с помощью крана монтируют по аналогичной технологии, но все перечисленные операции выполняют в обратном порядке.

Для проведения ремонта скважин агрегаты устанавливают на площадке, обеспечивающей удобное обслуживание оборудования. Площадка должна иметь надежные упоры или приспособления для крепления подъемника или располагаться с наветренной стороны с учетом господствующего направления ветров.

Запрещается без индикатора веса поднимать или спускать НКТ в скважину, а также вести ремонтные работы, связанные с расхаживанием и натяжкой труб, независимо от глубины скважины.

При ремонте скважин, оборудованных вышкой или мачтой, ходовой конец талевого каната должен проходить через оттяжной ролик, при этом канат не должен касаться элементов вышки или мачты и пересекать

мости и рабочую площадку. Оттяжкой ролик должен крепиться к рамному брусу вышки или мачты, отдельному фундаменту или специальному приспособлению и иметь металлическое ограждение. Применение канатных петель для крепления оттяжных роликов запрещается.

В тех случаях, когда нагрузка превышает допустимую для вышки или мачты, применяют гидравлические домкраты.

Перед разработкой устьевого фонтанной или компрессорной арматуры, а также глубинно-насосной скважины следует в кольцевом и затрубном пространстве постепенно снизить давление до атмосферного.

Текущий ремонт скважины со стационарной вышки может быть допущен без оттяжного ролика, если:

подъемник устанавливают на расстоянии не более 2,5 м от устья скважины;

кронблок оборудуют дополнительным роликом, выводящим ходовой конец талевого каната за габаритом вышки;

неподвижный конец талевого каната укрепляют у ног вышки с противоположной от подъемника стороны.

При капитальном ремонте скважины разрешают работать без оттяжного ролика (на прямую), если трактор-подъемник установлен вплотную к рамному брусу вышки и служит не только для выполнения спуско-подъемных операций, но и как привод к ротору.

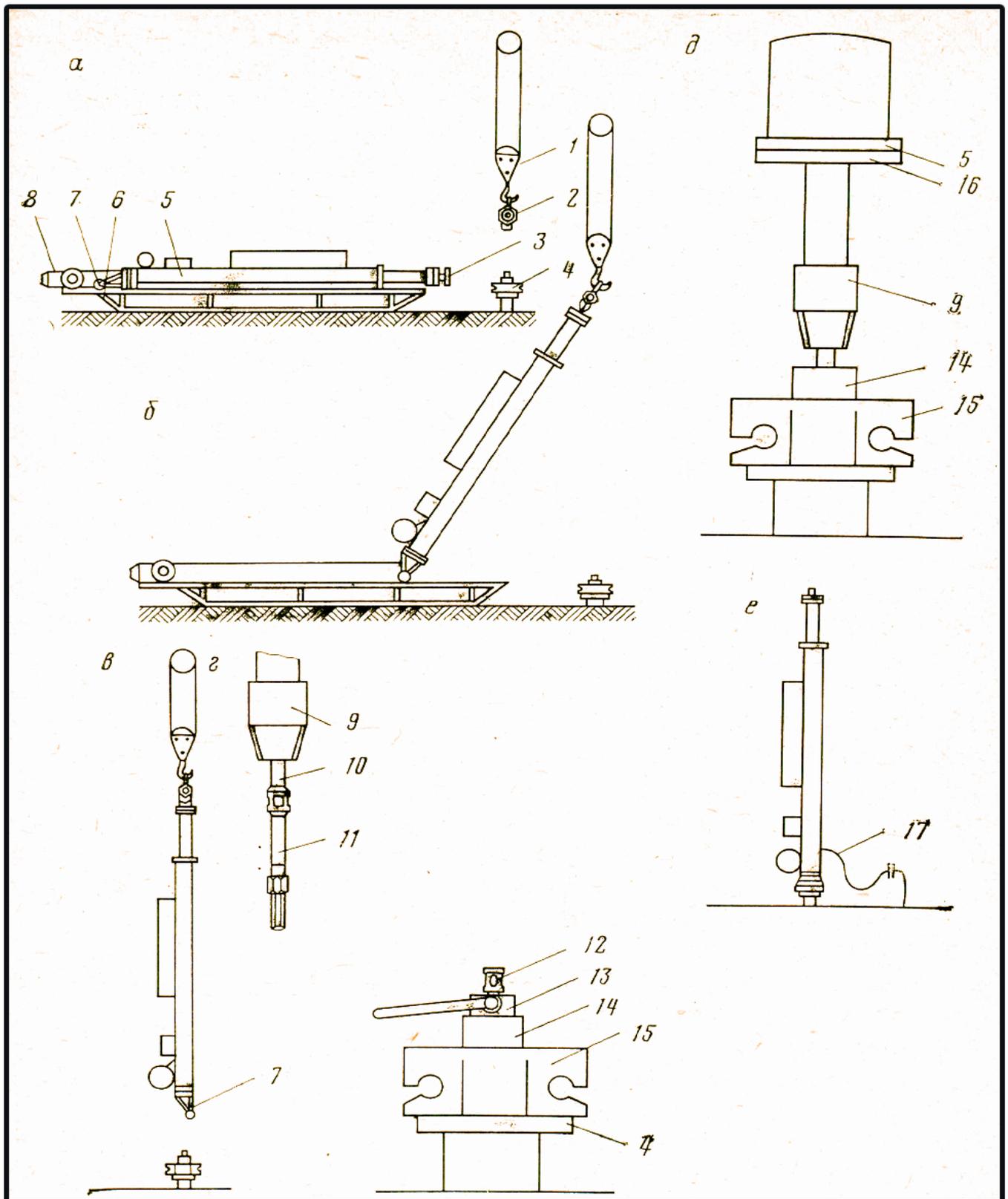


Рис. 4.3. Технология монтажа-демонтажа гидроприводной установки на устье скважины

В этом случае для работы на безопасной катушке устанавливают дополнительную площадку, роторную цепь и звездочки на валу лебедки подъемника и на валу ротора ограждают металлическим кожухом с подстилающим направлением, подъемник оборудуют искрогасителем.

При текущем и капитальном ремонтах скважин бригады должны быть проинструктированы и обучены безопасному ведению работ на случай открытого нефтегазовыброса в соответствии с планом мероприятий по ликвидации выбросов, который должен быть разработан для каждой бригады.

Рабочая площадка у устья должна иметь размер не менее 4Х6 м при оборудовании скважины вышкой и не менее 3Х4 м при оборудовании мачтой. Мостки должны быть шириной не менее 1 м, стеллажи должны обеспечивать возможность укладки труб и штанг, необходимых для данной скважины. Длина мостков и стеллажей должна обеспечивать свободную укладку труб и штанг без свисания их концов. При возвышении мостков над землей более чем 0,5 м на них устанавливают сходни. Для предотвращения раскатывания труб стеллажи оборудуют предохранительными стойками.

При доставке на скважину или вывозе с нее насосно-компрессорных труб, штанг и другого оборудования выполняют следующие правила:

при погрузочно-разгрузочных работах в ночное время рабочие места освещают прожекторами или другими электрическими светильниками, обеспечивающими освещенность не менее 5 лк при перемещении грузов вручную, 10 лк при перемещении грузов с помощью подъемных механизмов;

при погрузке-разгрузке труб и других длинномерных грузов принимают меры против самопроизвольного скатывания их со штабелей или транспортных средств;

запрещается перед разгрузкой труб со стеллажей или транспортных средств извлекать удерживающие стойки, а также клинья со стороны, противоположной месту разгрузки;

погрузочно-разгрузочные работы проводят, как правило, механизированным способом, при помощи кранов, погрузчиков и малой механизации;

запрещается поддерживать, разворачивать и направлять перемещаемый груз непосредственно руками, эти операции выполняют при помощи крючка, веревки, прикрепленной к грузу;

во время нахождения груза на весу запрещается исправлять его положение в стропах, а также положение стропов и подъемных приспособлений;

запрещается применять грузоподъемные приспособления для подтаскивания тяжестей под стрелу, вытаскивать груз, зажатый между другими предметами, срывать примерзшие или углубленные в землю предметы;

при механизированной погрузке и разгрузке поднимаемые длинномерные предметы увязывают двумя стропами с применением траверс;

скважинные штанговые насосы, барабан с кабелем, погружной электроцентробежный насос, его электродвигатель и протектор перевозят только на специально оборудованных транспортных средствах при надежном креплении перевозимого оборудования.

4.3. Спуско-подъемные операции

Колонну насосно-компрессорных труб в большинстве случаев спускают путем наращивания ее по одной трубе, трубы предварительно укладывают штабелем на мостках. На один конец каждой трубы, лежащей в штабеле, повернута муфта, а все трубы уложены в несколько рядов муфтами к

скважине, между отдельными рядами находятся деревянные прокладки, позволяющие легко подкатывать трубу.

Процесс спуска колонны состоит из многократно повторяющихся операций, выполнение которых необходимо для спуска одной трубы:

- подъема трубы с мостков;

- очистки резьбы и посадки ее нижнего конца в муфту спущенной до этого трубы;

- установки трубного ключа (в ряде случаев надевания стопорного ключа), свинчивания резьбового соединения и снятия ключа;

- спуска трубы в скважину;

- фиксирования колонны труб.

Подъем колонны труб состоит из следующих операций:

- подъема колонны НКТ из скважины на длину трубы;

- фиксирования колонны труб;

- установки трубных ключей, развинчивания резьбового соединения и снятия ключей;

- опускания трубы и укладки ее на мостки.

В зависимости от имеющегося комплекта инструментов содержание перечисленных операций и способы их выполнения могут изменяться.

В настоящее время используют следующие технологии спуско-подъемных операций, содержание которых обусловлено набором применяемых инструментов (или аналогичных им):

- двух элеваторов и ручных трубных ключей;

- спайдера, одного элеватора ЭГ и ручных ключей;

- элеватора ЭГ и автомата АПР.

Следует иметь в виду, что первая технология предусматривает использование тяжелых «балочных» элеваторов и исключает применение механических ключей. Она сопряжена с ручным перемещением элеваторов от устья скважины к трубам, лежащим на мостках (и наоборот), необходимостью прикладывать значительные усилия к трубным ключам при свинчивании или развинчивании резьбовых соединений.

Применение второй технологии исключает ручное перемещение элеваторов, но предусматривает свинчивание (или развинчивание) резьбовых соединений вручную.

Использование последней технологии сводит трудоемкость операций подземного ремонта к минимуму и повышает темп их проведения.

Спуско-подъемные операции с использованием двух элеваторов

Один элеватор удерживает часть колонны, уже спущенную в скважину, второй элеватор оператор вместе с помощником переносят к мосткам и одевают его на очередную трубу, несколько выдвинутую из штабеля. Оператор закрывает элеватор, поворачивает его створкой вверх; в это время помощник проверяет шаблоном внутренний диаметр подготовленной к подъему трубы, очищает и смазывает резьбу ее муфты. После этого вдвоем они выводят штропы из проушин элеватора, удерживающего колонну НКТ на устье (он опирается на фланец колонной головки), и оттягивают крюк с висящими штропами ко второму элеватору. Введя штропы в проушины элеватора, вставляют предохранительные пальцы.

Оператор дает сигнал трактористу, тот включает лебедку и поднимает трубу. При этом помощник идет рядом с трубой и после подъема ее с

мостков передает оператору, который левой рукой принимает нижний конец трубы и, держа щетку в правой руке, очищает резьбу трубы. По сигналу оператора тракторист медленно опускает трубу, а оператор направляет ее конец в муфту. После посадки трубы в муфту тракторист останавливает лебедку, оператор надевает ключ и вместе с помощником свинчивает соединение, закрепляя резьбу до отказа, затем снимает ключ.

Тракторист приподнимает трубу вместе со всей колонной НКТ, спущенной в скважину ранее, при этом элеватор (находившийся на устье скважины), на который она опиралась, освобождается, оператор открывает его и вместе с помощником переносит к мосткам. В это время тракторист опускает колонну труб вниз, пока элеватор, на котором она висит, не коснется устья.

После этого весь цикл повторяют.

Колонну труб поднимают следующим образом: свободно висящие на крюке штропы подают к элеватору, нагруженному колонной труб, находящейся в скважине, заводят их в проушины элеватора и вставляют предохранительные пальцы. Выполнив это, оператор дает сигнал трактористу на подъем элеватора, а сам вместе с помощником направляется к мосткам и открывает элеватор, установленный на трубе, поднятой раньше и лежащей на мостках. Вдвоем они снимают и переносят элеватор, устанавливают его на фланец колонной головки.

Пока колонну поднимают, помощник оператора укладывает на мостках поднятую ранее трубу в соответствующий ряд и подносит приспособление, предохраняющее резьбу трубы от повреждений, к началу мостков.

Когда колонна труб поднята на высоту, обеспечивающую свободную установку элеватора, тракторист останавливает лебедку, оператор устанавливает элеватор, закрывает его и дает сигнал трактористу. Он плавно опускает колонну НКТ, удерживаемую верхним элеватором, сажая муфту трубы на нижний элеватор.

Оператор берет ключ и надевает его на трубу, помощник берет стопорный ключ и надевает его на муфту, после чего, вручную вращая ими трубу, они завинчивают резьбовое соединение. После съема ключей помощник оператора отводит трубу к мосткам, предварительно повернув ее так, чтобы створка элеватора была обращена к мосткам. После установки трубы в приспособление, предохраняющее резьбу, помощник оператора направляет ее при опускании на мостки.

Оператор с помощником освобождают элеватор уложенной трубы от штропов, для чего вытаскивают предохранительные пальцы и выводят штропы из проушин элеватора.

При этой технологии оператор с помощником должны выполнить две трудоемкие операции — перенос элеватора от мостков к устью скважины (или наоборот) и свинчивание (или развинчивание) вручную резьбового соединения.

Исключить одну из этих операций позволяет использование клинового захвата и элеватора ЭГ.

Обязанности оператора обычно выполняет оператор 6-го разряда, а помощника — оператор 4-го разряда.

Спуско-подъемные операции с использованием одного элеватора

Перед началом спуска (или подъема) колонны НКТ на устье скважины монтируют спайдер, включающий в себя клиновый захват, а элеватор

(типа ЭГ) постоянно подвешивают на крюке талевой системы. Трубы, приготовленные для спуска, находятся на Мостках.

Каждую трубу в скважину спускают следующим образом.

Оператор, взявшись за ручку элеватора левой рукой, а правой за штроп, оттягивает элеватор в сторону мостков, помощник оператора (далее просто помощник) помогает ему, держа элеватор за штроп. Одновременно тракторист растормаживает лебедку и плавно спускает талевый блок с подвешенным к крюку элеватором до тех пор, пока оператор не подведет элеватор к трубе. После этого тракторист прекращает спуск элеватора и затормаживает лебедку. Оператор надевает элеватор на трубу, захлопывает его ссворку правой рукой и запирает фиксатором, после чего поворачивает элеватор створкой вверх.

В это время помощник помогает оператору, удерживая крюк оттянутым в сторону.

После зарядки элеватора оператор дает сигнал трактористу. Он включает лебедку и, предварительно выключив тормоз, поднимает элеватор вместе с трубой, лежащей на мостках. Тракторист продолжает подъем трубы до тех пор, пока она не повиснет над устьем скважины, после чего включает тормоз. Конец висящей трубы помощник передает оператору, который удерживает ее левой рукой и, держа в правой шетку, очищает резьбу. В это время помощник надевает стопорный ключ на муфту трубы, удерживаемую клиновым захватом или слайдером (в том случае, если часть колонны труб, спущенная в скважину, проворачивается при свинчивании резьбы), после чего идет на мостки и выдвигает из штабеля очередную трубу, перемещая ее к устью скважины и обеспечивая возможность свободной установки на нее элеватора.

После очистки резьбы тракторист по сигналу оператора выключает тормоз и плавно опускает трубу. Оператор при этом двумя руками держит трубу, обеспечивая ее точную посадку в муфту.

Оператор надевает ключ на трубу, свинчивает резьбовое соединение до отказа, после чего снимает ключ. Помощник оператора снимает стопорный ключ и отходит к трубам, лежащим на мостках. Шаблон он проверяет диаметр очередной трубы, очищает резьбу ее муфты и смазывает графитовой смазкой. В это время оператор освобождает рычаг клинового захвата от предохранителя и дает сигнал трактористу, который включает лебедку и приподнимает колонну труб, обеспечивая расклинивание захвата. Затем оператор поднимает рычаг клинового захвата, в результате чего поднимаются клинья. После этого тракторист опускает трубу в скважину и плавно сажает ее для заклинивания спайдером, когда оператор отпускает рычаг клинового захвата и ставит его на предохранитель. При этом колонна труб оказывается зафиксированной клиновым захватом, а барабан лебедки заторможен. Оператор освобождает фиксатор, открывает створку элеватора, правой рукой тянет элеватор к себе и снимает его с трубы. Далее весь цикл при спуске последующей трубы повторяется. Колонну труб поднимают в следующем порядке. Оператор подает элеватор, снятый ранее с поднятой трубы, к устью скважины. Для этого он левой рукой берется за ручку элеватора, правой — за штроп и надевает элеватор на трубу, зафиксированную в спайдере. Правой рукой он захлопывает створку элеватора и запирает фиксатором, ориентирует элеватор таким образом, чтобы при укладке трубы на мостки створка элеватора была бы сверху. Далее левой рукой оператор освобождает рычаг клинового захвата от предохранителя и дает

сигнал трактористу. Он включает лебедку, поднимая трубу из скважины до тех пор, пока муфта следующей трубы не будет поднята на высоту, позволяющую надеть элеватор. После этого оператор дает сигнал трактористу, и он прекращает подъем труб из скважины.

Помощник оператора в течение всего этого времени укладывает ранее поднятую трубу на мостках и подносит приспособление для предохранения резьбы трубы к началу мостков.

Оператор опускает рычаг клинового захвата и ставит его на предохранитель, одновременно с этим тракторист плавно опускает элеватор, сажая трубы на клиновой захват, после чего затормаживает барабан лебедки.

Оператор надевает ключ на трубу, а помощник (при необходимости) — стопорный ключ на муфту трубы, после чего резьбовое соединение полностью развинчивают, не допуская недоразвинчивания. Ключи снимают, и тракторист по сигналу оператора приподнимает трубу. Помощник отводит трубу в сторону, устанавливает ее на приспособление, облегчающее перемещение по мосткам и исключая порчу резьбы, после чего направляет трубу при опускании ее и укладке на мостки. В это время тракторист опускает крюк с элеватором, пока труба не примет горизонтальное положение. Оператор освобождает фиксатор, открывает створку элеватора и снимает его с трубы.

При спуско-подъемных операциях тракторист должен обеспечивать плавный без рывков подъем колонны при снятии нижнего элеватора или освобождении клинового захвата, и особенно плавную посадку свинчиваемой трубы в муфту или же всей колонны на элеватор или клиновой захват.

В процессе свинчивания муфт необходимо добиваться завинчивания резьбы на полную длину и не допускать вращения колонны, спущенной в скважину. Для исключения этого явления следует устанавливать на муфте контрключ. Обычно после спуска 8—12 труб трение, обусловленное их весом, становится достаточным и надобность в контрключе отпадает.

Следует также иметь в виду, что ослабление затяжки резьбового соединения ударами ручника по муфте не рекомендуется.

Спуско-подъемные операции с использованием механических ключей (автоматов)

Организация рабочего места при работе с автоматом позволяет обеспечить более эффективное его использование и ускоряет темп спуско-подъемных операций. Рядом с устьем устанавливают столик для ключей и подкладной вилки. Нельзя бросать инструменты на пол, так как при этом они загрязняются и для выполнения следующего цикла операций нужно совершать дополнительные движения — нагибаться за ними. Все операции по Управлению автоматом, установке и снятию ключей и элеватора выполняет только один человек — оператор или помощник. Выполнение их вдвоем не допускается, так как может привести к несчастному случаю.

Спуско-подъемные операции выполняются вахтой в составе трех человек — тракториста, управляющего агрегатом, оператора, работающего с автоматом, и помощника, оттаскивающего и укладывающего трубы на мостки при подъеме, а при спуске — очищающего и смазывающего резьбу и подающего трубу к автомату.

Подготовительные работы при применении автомата. Перед работой

автоматом АПР или аналогичных конструкций его устанавливают на устье скважины, которая должна иметь горизонтально расположенный стандартный фланец. Высота расположения фланца над полом должна быть не менее 100 мм, в противном случае автомат следует устанавливать на переводник.

Несовпадение вертикальных осей крюка талевой системы и устья скважины не должно превышать 50 мм при работе с одной трубой и 100 мм при работе со свечами, состоящими из двух труб.

С мостков автомат подтаскивают к устью скважины при помощи талевой системы. Предварительно в муфту верхней трубы, опирающейся на двухштропный элеватор 1, ввинчивают монтажный патрубок 2 длиной 0,8 м (рис. 4.4, а), а на крюк талевой системы надевают элеватор ЭГ 3 и монтажные стропы 4, крюки которых захватывают автомат (рис. 4.4, б). После подъема автомата оператор и помощник надевают автомат на патрубок и, опустив его на высоту 1,5 м, вставляют в него подвеску с клиньями. При этом необходимо следить, чтобы клинья попали между стопорными винтами. При правильной установке клиньев подвеска поднимается и опускается при перемещении балансира. Клинья можно устанавливать и в смонтированный на устье скважины автомат.

Крюк талевой системы опускают до тех пор, пока не появится возможность захвата элеватором 3 муфты монтажного патрубка 2. После его захлопывания элеватор приподнимают и освобождают вспомогательный элеватор 1 (рис. 4.4, в).

После этого автомат болтами крепят на устье скважины. Подвешенную на элеваторе колонну труб сажают на автомат, а монтажные стропы 4 снимают (рис. 4.4, г).

Автомат с помощью штепселя подключают к переключателю, а переключатель к сети. Особое внимание следует обращать на состояние линии заземления автомата.

После выполнения этих операций автомат готов к работе.

В том случае, если колонна НКТ еще не спущена в скважину, автомат устанавливают, как и было описано, но при этом на крюке талевого системы элеватор 3 не подвешивают.

Для уменьшения трудоемкости подготовки автомата к работе, особенно на скважинах, где предполагается спуск труб, его можно подтаскивать к устью скважины и монтировать отдельными блоками — сначала автомат с центратором, потом электропривод и балансир с грузом. После монтажа узла автомата и посадки (если она есть) колонны труб на клинья с помощью болтов присоединяют привод. Предварительно вал червяка автомата устанавливают таким образом, чтобы прорези расположенной на нем полу-Муфты располагались по вертикальной линии, а прорези муфты Двигателя — по горизонтальной линии. После совмещения половин Полумуфт двигатель соединяют с автоматом. Болты, соединяющие отдельные блоки, следует крепить до отказа, но лишь после того, как оператор убедился в том, что кулачки полумуфт попали в соответствующие им пазы.

Спуск труб состоит из следующих повторяющихся циклов.

Оператор правой рукой берет элеватор 1 за ручку (рис. 4.5, а), левой оттягивает защелку и снимает элеватор с трубы 2, спущенной ранее и установленной на клиньях. Он передает его помощнику (рис. 4.5, б), который оттягивает крюк с открытым элеватором к мосткам и, держа его за ручку правой рукой, подает к трубе 3 (лежащей на мостках), несколько ниже муфты. Энергичным движением левой руки он захлопывает створку так, чтобы защелка закрывалась, и переворачивает элеватор замком кверху. Затем элеватор перемещают по трубе к муфте до тех пор, пока его створка не опустится (рис. 4.5, в).

Оператор устанавливает трубный ключ на 15—20 мм выше нарезанной части трубы (рис. 4.5, д), затягивает его на трубе и дает сигнал трактористу, который начинает медленно опускать крюк. В это время оператор направляет трубу в муфту и после ее посадки включает двигатель автомата на свинчивание (рис. 4.5, е).

После остановки водила 5 немедленно дается реверс — водило вращается в обратную сторону до тех пор, пока не ударит ключ до тыльной стороне рукоятки и повернет ключ на трубе, ослабляя его затяжку, после чего ключ легко снимается (рис. 4.5, ж, з).

По сигналу оператора тракторист приподнимает колонну труб на высоту, необходимую для подъема клиньев противовесом (рис. 4.5, и), и опускает ее, пока элеватор 1 не надавит на подвеску и клинья не захватят трубу (рис. 4.5, к). После этого элеватор 1 снимают, цикл работ повторяют.

При спуске труб завинчивать резьбовые соединения следует следующим образом:

не равнопрочные трубы диаметром 48 и 60 мм при выключенном маховике;

равнопрочные трубы диаметром 60 мм и неравнопрочные трубы диаметром 73 мм — при включенном маховике;

трубы диаметром 89 и 102 мм — при включенном маховике и дополнительными ударами водилом по ключу при предварительном отводе его не менее чем на $\frac{3}{4}$ окружности.

Подъем труб начинают с захвата муфты трубы элеватором 1, постоянно

висящим на крюке (рис. 4.6, а). Оператор, держа элеватор правой рукой за ручку, левой рукой захлопывает створку (рис. 4.6, б). По сигналу оператора тракторист начинает подъем колонны до появления следующей муфты (рис. 4.6, в).

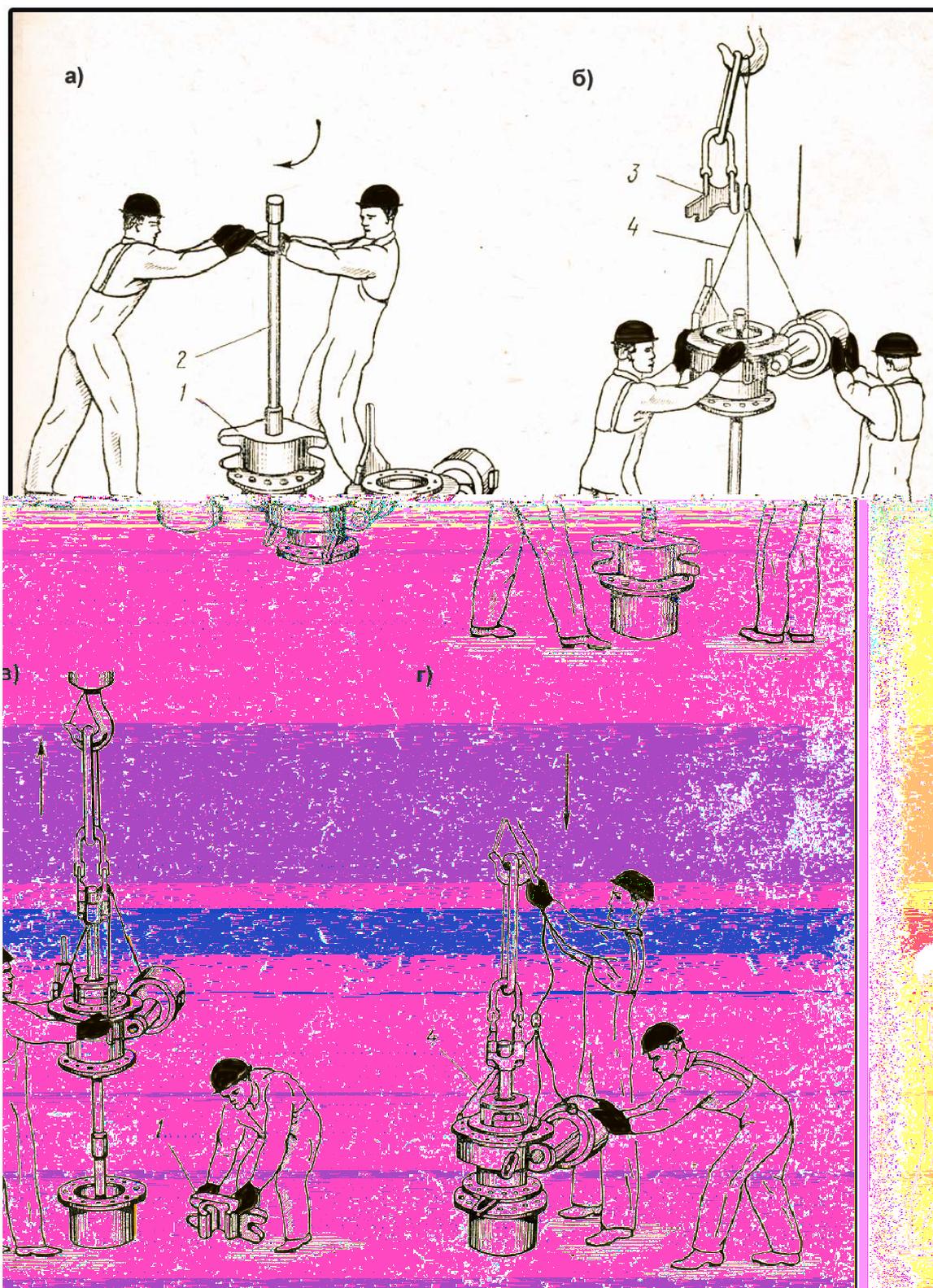


Рис. 4.4. Подготовительные операции при монтаже автомата на устье скважины

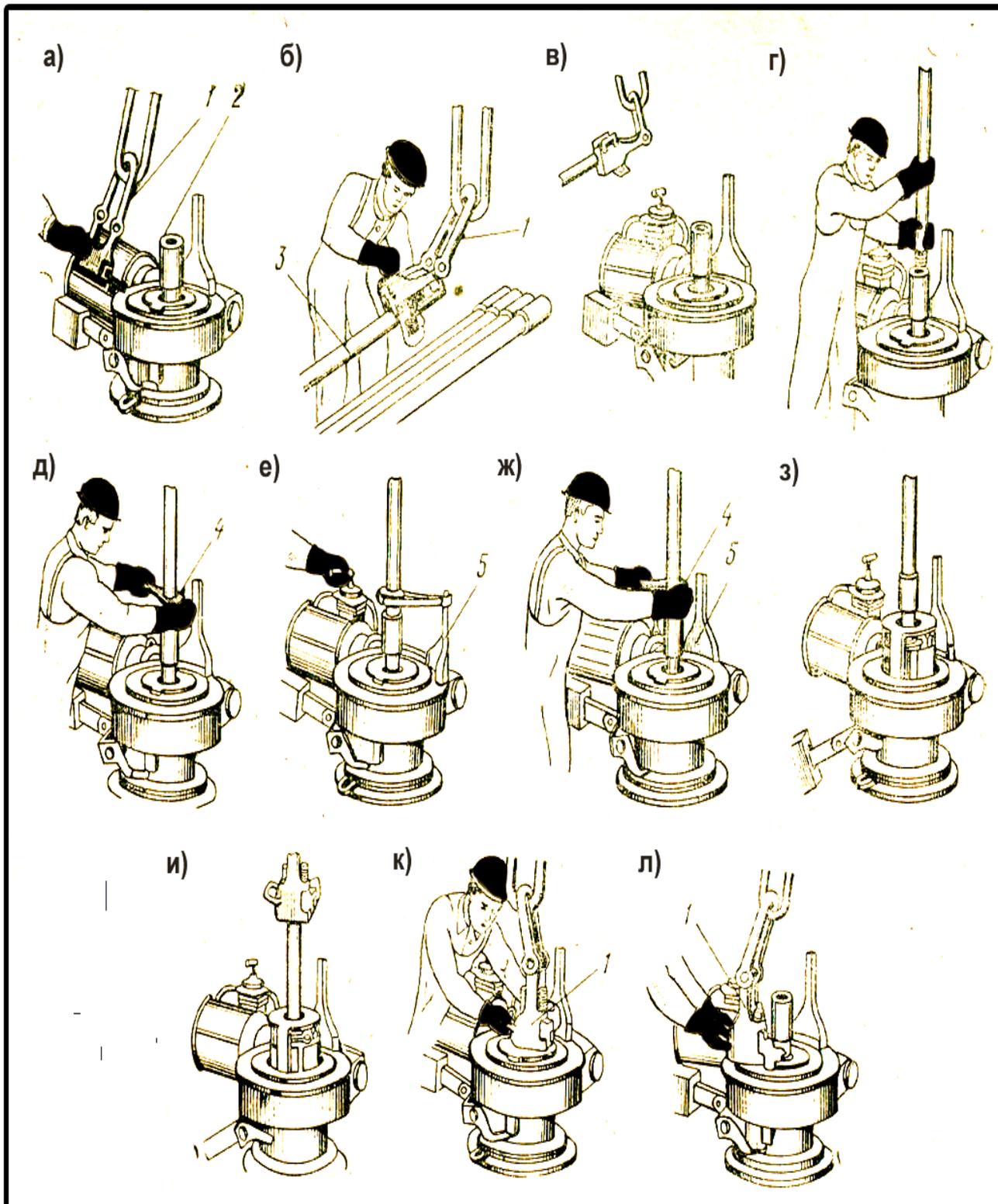


Рис.4.5. Технология спуска труб с использованием автомата АПР

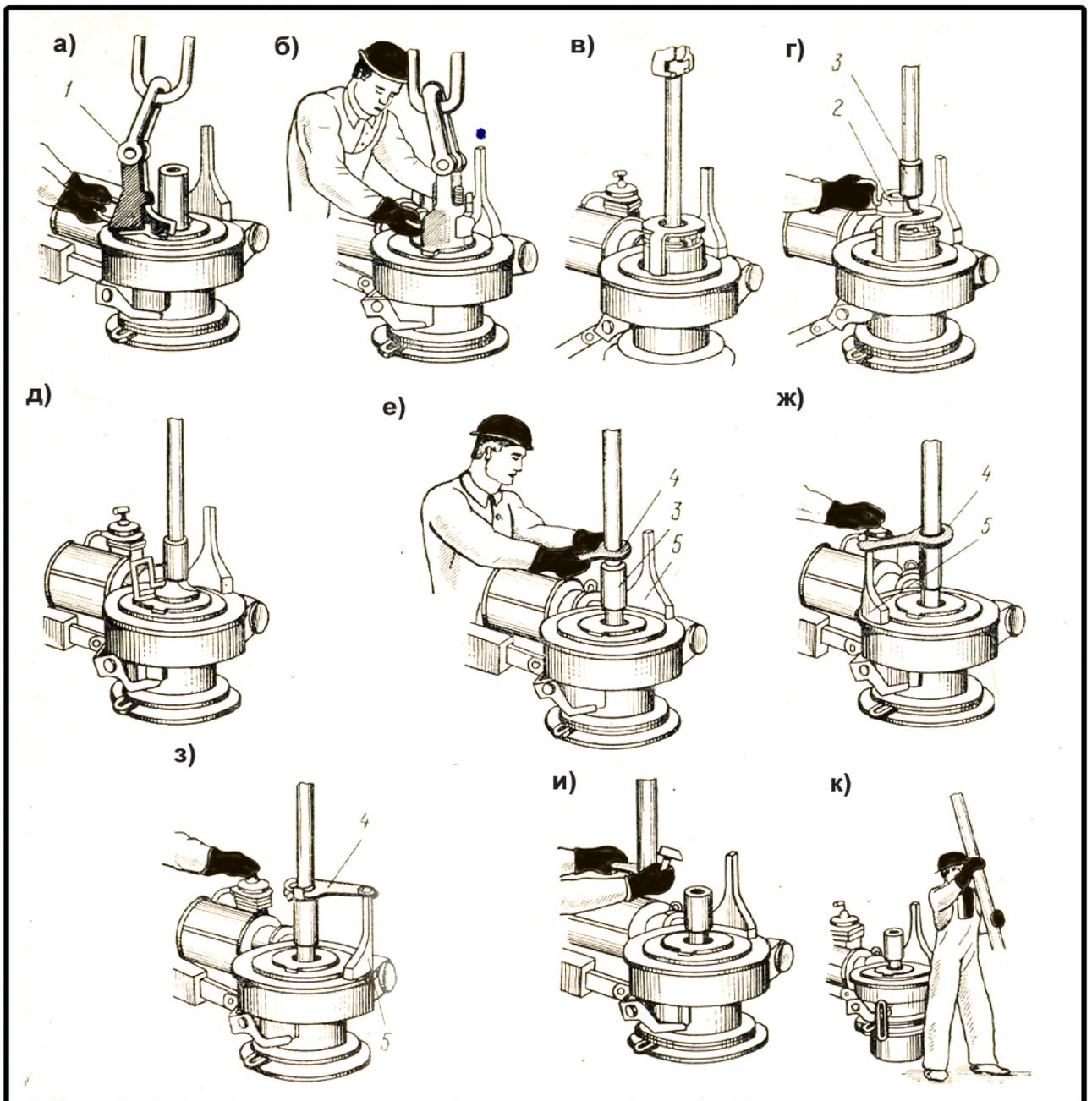


Рис. 4.6. Технология подъема труб с использованием АПР

Высота подъема муфты (рис. 4.6, г) должна позволять подложить оператору под ее нижний торец подкладную вилку 2, которую он держит левой рукой. После этого тракторист опускает колонну, и муфта, давя на вилку, опускает подвеску автомата — происходит захват колонны клиньями (рис. 4.6, д). Затем оператор выдергивает вилку из-под муфты 3, а правой рукой устанавливает ключ 4 (рис. 4.6, е) непосредственно над муфтой 3, а при подъеме равнопрочной колонны — на цилиндрической части трубы над высадкой. Установка ключа на конической поверхности

трубы — переходной от ее тела к замку — приведет к повреждению трубы и поломке ключа. Перед установкой ключа его сухарь отводят в крайнее положение.

При установке ключа следует иметь в виду, что взаимное расположение ключа 4 и водила 5 автомата должно обеспечивать свободный поворот водила на $1/2—3/4$ окружности. Выполнение этого условия необходимо для того, чтобы вал электродвигателя с маховиком успели разогнаться и обеспечить на рукоятке ключа Момент, необходимый для страгивания резьбы. Поэтому водило автомата следует останавливать все время в одном положении, обеспечивая при установке ключа указанное требование.

Если при первой попытке (рис. 4.6, ж) отвернуть резьбу не удастся (колонна труб длительное время не разбиралась или находилась в скважине пластовая жидкость, которая содержит коррозионно-активные компоненты), то после остановки водила автомата необходимо немедленно переключить рукоятку управления на реверс и отвести водило на угол, соответствующий $3/4$ окружности, после чего повторить отвинчивание (рис. 4.6, з).

После страгивания коническая резьба легко развинчивается и подпружиненный крюк талевого блока выдергивает ее из резьбы. Оператор открывает ключ (рис. 4.6, и), ударяя медным или деревянным молотком по малой защелке ключа, и кладет его на стол. В это время помощник принимает отвинченную трубу и оттягивает ее к мосткам (рис. 4.6, к). После укладки трубы на мостки помощник, взявшись левой рукой за ручку элеватора, оттягивает правой защелку, открывает створку, снимает элеватор с трубы и

подает его к автомату, после чего все операции цикла повторяются.

При подъеме последних 8—12 труб колонна может проворачиваться в клиньях из-за малой силы трения между ними и трубой. В этом случае необходимо использовать стопорный ключ, который надевают на муфту и упирают рукояткой в подвеску автомата. Надо стараться одевать ключ таким образом, чтобы угол проворота трубы в клиньях, а вместе с тем и порча поверхности трубы были бы минимальными.

Трубы всех диаметров следует отвинчивать только при включенном маховике, в противном случае потребуются дополнительные удары водилом по ключу, что приводит к преждевременному износу привода.

Демонтаж автомата выполняют в обратном порядке. Перед демонтажем автомата необходимо отключить кабель от сети (рис. 4.7, а - г).

В процессе работы с автоматом следует придерживаться следующих правил:

при подъеме последних и спуске первых труб клинья следует управлять вручную, - для чего груз с балансира следует снимать;

не следует допускать лишних включений и выключений привода — это приводит к уменьшению его срока службы;

при остановке водила в период свинчивания или развинчивания необходимо немедленно переключить рукоятку выключателя в положение «стоп», а затем «реверс», в противном случае двигатель быстро выйдет из строя.

Во время спуска колонны не допускается захват клиньями за муфты труб — это приводит к поломке плашек или клиньев и аварии.

Особые работы, выполняемые с помощью автомата. В процессе подъема колонны труб может возникнуть необходимость в подкреплении

(дополнительной затяжке) нерабочих резьбовых соединений муфт. Для выполнения этой операции на муфту надевают ключ соответствующего размера (следующего большего размера, чем устанавливаемый на трубы), а двигатель автомата включают на свинчивание.

Спуск (подъем) колонны штанг

Спуск (или подъем) колонны штанг с укладкой их на мостки включает в себя те же операции, что и спуск (подъем) колонны труб, однако выполняют их иными инструментами и механизмами.

Колонну штанг можно спускать (поднимать) с использованием Ручных или механических ключей. Перед спуском колонны штанги уложены горизонтально на мостках, на верхней муфте спущенной ранее колонны НКТ установлена направляющая воронка.

Перед спуском насосных штанг каждую из них внимательно осматривают и дефектные штанги бракуют и убирают с мостков в сторону.

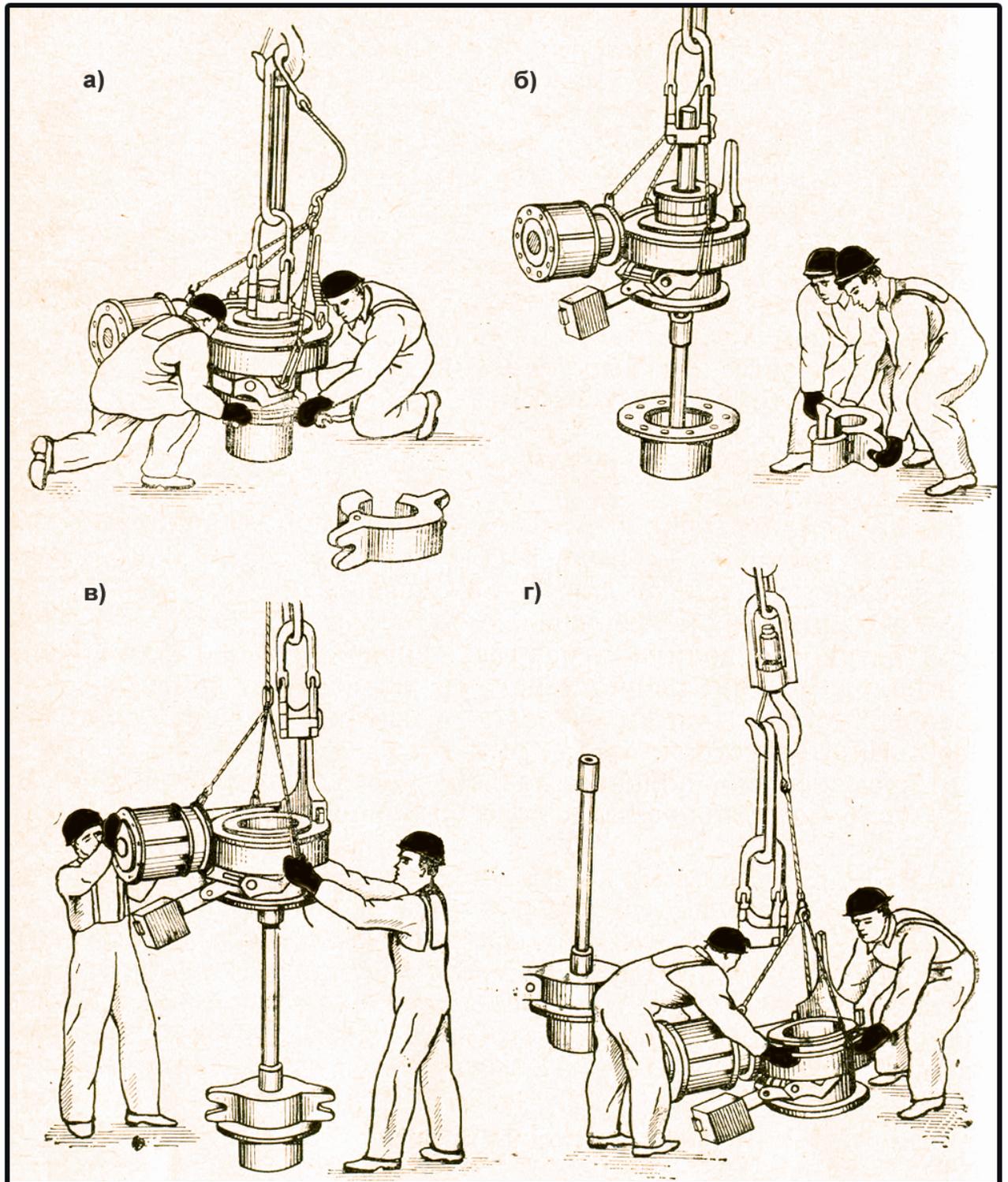


Рис. 4.7. Заключительные операции при демонтаже автомата с устья скважины

При спуске штанг оператор оттягивает крюк к мосткам, а помощник накидывает на крюк штроп элеватора, надетого на крайнюю штангу. После сигнала оператора тракторист включает лебедку и поднимает элеватор со штангой. При достижении нижний

концом штанги края мостков помощник придерживает ее и передает оператору.

Во время подъема штанги оператор надевает ключ на квадрат штанги, спущенной в скважину ранее и опирающейся на второй элеватор,

установленный на устье скважины, очищает щеткой резьбу ее муфты и смазывает графитовой смазкой. Приняв от помощника поднятую штангу, оператор надевает штанговый ключ на квадрат нижнего конца штанги и направляет ее нижний конец с резьбой в муфту. Вручную вращая ключ, оператор свинчивает резьбовое соединение, дает сигнал трактористу, тот включает лебедку и приподнимает свинченную колонну штанг. Помощник открывает затвор нижнего освобожденного элеватора и снимает его. По сигналу оператора тракторист опускает крюк, а вместе с ним и всю колонну штанг в скважину и сажает загруженный элеватор на направляющую воронку.

Во время спуска колонны помощник переносит элеватор к мосткам и надевает его на очередную штангу.

После посадки элеватора оператор левой рукой отжимает предохранитель крюка, правой освобождает штрот и оттягивает крюк к мосткам, помощник приподнимает элеватор со штангой и накидывает штрот на крюк. Далее весь цикл работ повторяется.

Подъем штанги начинают с подачи оператором крюка к устью скважины и накидывания на него штропа загруженного элеватора. Последний удерживает колонну штанг, находящуюся в скважине, и опирается на направляющую воронку. По сигналу оператора тракторист начинает подъем колонны.

В это время оператор подходит к мосткам, отрывает замок элеватора, установленного на ранее поднятой штанге, снимает его, переносит к устью скважины и устанавливает на фланце. После подъема из скважины муфты следующей штанги оператор устанавливает элеватор на штангу под ее высаженную часть, закрывает левой рукой затвор элеватора и поддерживает правой штрот, пока тракторист не посадит колонну штанг на элеватор.

Оператор надевает ключи на квадраты верхней и нижней штанг, отвинчивает резьбовое соединение вручную, вращая ключи, после чего левой рукой снимает верхний ключ. Убедившись в том, что резьбовое соединение развинчено, он дает сигнал и тракторист приподнимает штангу. Оператор правой рукой передает нижний конец штанги помощнику, он отводит ее в сторону и при спуске крюка укладывает на мостки.

Оператор снимает нижний ключ, переходит к началу мостков, отжимает предохранитель крюка и освобождает его от штропа элеватора, установленного на только что уложенной на мостки

После этого цикл работ повторяется.

Ударять по муфте и телу штанги ручниками, молотком и т. п. запрещается.

Поднятые из скважины штанги укладывают на мостки рядами, между которыми прокладывают деревянные рейки. Укладываемые на мостки штанги должны опираться не менее чем в 6 точках, равномерно распределенных по длине. Провисание концов штанг не допускается. Класть на штанги какие-либо инструменты, а тем: более ходить по ним нельзя.

Для облегчения выполнения наиболее трудоемкой операции - свинчивания (или развинчивания) резьбовых соединений колонны штанг — применяют специальные механизмы — механические штанговые ключи.

При спуске (подъеме) колонны механический ключ устанавливают либо на кронштейне, либо на пружинной подвеске. Управляет ключом оператор. Механические ключи заключают в себе стопорный ключ, поэтому при свинчивании или развинчивании, соединений отпадает необходимость в использовании двух ключей.

Описанная технология спуска и подъема штанг предусматривает укладку их на мостки после извлечения из скважины. Операции, связанные с выбросом штанг на мостки и подачей обратно к скважине, сопровождаются их изгибом. При этом возможно появление пластических (остаточных) деформаций, зоны образования которых в дальнейшем становятся очагами их разрушения.

Вероятность пластического деформирования штанг при их спуске (подъеме) свечами по сравнению с одиночными резко возрастает. Именно поэтому укладка штанг на мостки коленами запрещена.

Расчеты показывают, что использование искривленных штанг, стрела прогиба которых менее 10 мм, приводит к увеличению максимальных напряжений, действующих в ее теле, в пять—восемь раз по сравнению с прямолинейными.

Поэтому использование гнутых, а также правленых штанг не допускается. Для исключения деформации штанг, их следует укладывать отдельно от труб на специальные мостки.

Для предотвращения порчи штанг используют несколько способов их накопления и хранения в процессе подземного ремонта, наилучший — подвеска их в вертикальном положении. Для этого - используют специальные шурфы, находящиеся рядом со скважиной, и подвески (люстры), укрепляемые в верхней части вышки на высоте 16 м от мостков. При их использовании в процессе подъема штанги поднимаются коленами и подвешиваются за головку.

Приспособления различных конструкций для подвески штанг особенно широко внедрялись в 50-х годах, однако в настоящее время практически не используются. Это объясняется отсутствием на большинстве скважин эксплуатационных вышек, на которых монтировали приспособления для подвески штанг, оборудованием практически всех скважин приустьевыми площадками и мостками для укладки штанг, повышением культуры проведения отдельных операций бригадами подземного ремонта.

При спуско-подъемных операциях необходимо выполнять следующие правила техники безопасности.

При отвинчивании устьевого штока и соединении его со штангами устьевой сальник должен быть прикреплен к штанговому элеватору.

При заклинивании плунжера скважинного насоса колонну штанг следует отвинчивать только с использованием безопасного кругового ключа.

Лебедку подъемника следует включать только по сигналу оператора.

На время перерыва в работе при подъеме или спуске труб и штанг запрещается оставлять талевую систему под нагрузкой.

Подъемный крюк должен иметь амортизатор и исправную пружинную защелку, он должен свободно вращаться вокруг своей оси.

При работе без автомата штанги или трубы следует спускать в скважину через направляющие воронки.

При подъеме штанг или труб с мостков или укладке их на мостки элеватор должен быть повернут замком (створкой) вверх, а штыри, вставляемые в проушины элеватора, должны быть привязаны к штрапам.

При выбросе труб на мостки их свободный конец должен устанавливаться на скользящую подкладку — салазки, лоток и т. п.

Выброс на мостки и подъем с них штанг разрешается только по одной штанге, насосно-компрессорных труб диаметром более 51 мм — по две (двухтрубками) при условии, что их длина не превышает 16 м, а вышка или мачта имеет высоту не менее 22 м и ее конструкция допускает свободный проход труб. При переоснастке талевого системы освобождаемые струны каната должны быть отведены в сторону и закреплены при обеспечении радиуса изгиба, равного не менее девяти диаметрам талевого каната.

Канат талевого системы, оставляемой на вышке по окончании работ, должен быть смазан, талевый блок отведен в сторону и надежно закреплен за рамный брус или ногу вышки.

При длительных перерывах в работе по подъему и спуску труб устье скважины должно быть надежно закрыто. На устье скважины, при ремонте которой возможны выбросы, до начала ремонта должна устанавливаться противовыбросная задвижка или фонтанная арматура.

При использовании механизмов для свинчивания и развинчивания труб и штанг устьевого фланца должен быть расположен на высоте 0,4—0,5 м от пола площадки. Его устанавливают на устье при помощи талевого системы и монтажной подвески и надежно закрепляют на устьевом фланце,

Трубный и стопорный ключи автомата должны устанавливаться и сниматься только после полной остановки механизма.

При свинчивании и развинчивании штанг механическими ключами запрещается применять клиновую подвеску.

При силе ветра 11 м/с и более, во время ливня, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 50 м проведение спуско-подъемных операций запрещается.

4.4. Смена штангового насоса и изменение глубины подвески

Любым работам, связанным с извлечением (или спуском) внутрискважинного оборудования, предшествуют подготовительные работы (см. п. 4.1).

До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования скважины с ручным, дистанционным или автоматическим пуском привод отключают, а на пусковом устройстве вывешивают плакат «Не включать — работают люди».

Запрещается провертывать шкив редуктора вручную или тормозить его путем подкладывания трубы, лома или других предметов в спицы.

Смена насоса

При смене штангового скважинного насоса (ШСН) после подготовки устья скважины вначале извлекают колонну штанг. Если скважину эксплуатировали с помощью вставного насоса, то подъему колонны штанг предшествует срыв насоса с посадочного седла. Для этого на малой скорости поднимают колонну штанг до тех пор, пока она не растянется на длину, обеспечивающую возникновение в ее нижней части усилия, достаточного для преодоления силы замковой пружины. Момент

срыва ощущается по изменению натяжения колонны штанг и оснастки талевой системы.

При эксплуатации скважины с помощью трубного трехклапанного насоса типа НСН перед его подъемом залавливают седло нагнетательного клапана, для чего колонну опускают вниз до упора и поворачивают ключей по часовой стрелке. После этого на минимальной скорости плавно поднимают элеватор, определяя по нагрузке на крюке, захвачен ловителем клапан или нет. Если захват не произошел, то операцию повторяют, если произошел — плавно поднимают элеватор с колонной штанг, пока клапан не будет стронут с места.

После задавливания клапана колонну штанг поднимают на допустимой по технологии максимальной скорости. После подъема всей колонны последнюю штангу вместе с плунжером или вставным насосом укладывают на мостки.

Перед подъемом колонны НКТ поднимают посадочную планшайбу, для чего в нее ввинчивают подъемный патрубок, надевают на него элеватор и поднимают вверх до выхода из скважины первой муфты спущенных труб, под которую подводят элеватор. Закрыв элеватор, сажают на него трубы, отвинчивают поднятую с планшайбой трубу и оттаскивают ее в сторону. После этого приступают к подъему колонны НКТ в соответствии с технологией, описанной в предыдущем параграфе. Последним из скважины извлекают цилиндр трубного или рубашку вставного насоса с замковой пружиной.

После извлечения насоса готовят к спуску в скважину новый.

Если насос трубный, то начинают со спуска цилиндра, если вставной — то с рубашки с замковой пружиной. При необходимости в насос, установленный в горизонтальном положении, ввинчивают фильтр, предохранительную сетку или газопесочный якорь. Собранный узел захватывают трубным элеватором и осторожно опускают в скважину. Посадив элеватор, на верхней стяжной муфте насоса устанавливают цепной ключ.

Далее поднимают с мостков насосно-компрессорную трубу и свинчивают ее с насосом, опускают вместе с ним в скважину и подвешивают на элеваторе, посаженном на фланец тройника.

Для того чтобы убедиться, что при завинчивании трубы не произошло перекоса или смещения втулок, на штангах спускают плунжер и перемещают его вверх-вниз. Если он движется плавно, без рывков и заклинивания, плунжер извлекают и начинают спуск колонны НКТ. Если нет — извлекают трубу с цилиндром и спускают в скважину другой исправный цилиндр.

Колонну труб спускают в соответствии с методикой, описанной в предыдущем параграфе. Завершив спуск колонны, монтируют посадочную планшайбу, устанавливают на нее воронку и начинают спуск колонны штанг.

В нижней части колонны на первой штанге укрепляют вставной насос или плунжер трубного насоса, после чего, захватив колонну штанг элеватором, осторожно опускают во внутреннюю полость спущенных НКТ. Колонну штанг спускают в порядке, обратном их подъему, по методике, изложенной в п 4.3. Следует иметь в виду, что не допускается: спуск штанг, изготовленных из сталей разных марок для одноступенчатой гладкой колонны. При спуске ступенчатой колонны длины отдельных ступеней, их диаметры и марки сталей предварительно рассчитываются и

подбираются по специальным таблицам.

Скважину с низким статическим уровнем перед спуском последней штанги, если ее оборудуют трубным насосом, заливают водой, после этого сажают плунжер в цилиндр насоса и, заловив узел всасывающего клапана, срывают его с седла. Поток жидкости промывает штанги, трубы, детали насоса — плунжер, цилиндр посадочное седло, после этого узел клапана сажают на седло, отсоединяют плунжер и заполняют скважину водой.

После спуска колонны штанг вместе со вставным насосом его сажают на посадочное гнездо, полость насосных труб заполняют водой и затем срывают насос с посадочного гнезда. Вода из труб устремляется вниз, промывая колонну штанг и труб, после чего насос повторно сажают на место и заполняют трубы водой.

Выполнив посадку, приступают к установке плунжера в цилиндре скважинного насоса.

Плунжер в цилиндре насоса устанавливают таким образом, чтобы при нижнем положении головки балансира станка-качалки нижний конец плунжера был удален от верхней точки узла приемного клапана на строго определенную для данной марки насоса и глубины спуска величину. Устанавливают плунжер следующим образом: вместо устьевого штока навинчивают штангу, плавно перемещают ее вверх-вниз, определяя нижнее положение, (котором происходит посадка плунжера на всасывающий клапан).

Это положение отмечают на штанге, после чего колонну поднимают, последнюю штангу отвинчивают, измеряют расстояние от метки до муфты и подбирают с помощью укороченных штанг длину, при которой устьевой шток имел бы аналогичные габариты.

Длину штанг наиболее удобно подбирать с использованием кангозахвата. Последний крепится к устьевому штоку захватывает штангу, отпиленную на необходимую длину, исключая при этом длительный подбор укороченных штанг.

После сборки устьевого оборудования и соединения устьевого штока с канатной подвеской включают станок-качалку. Окончательно правильность положения плунжера в цилиндре определяют с помощью динамографа в процессе эксплуатации. При необходимости положение устьевого штока относительно траверсы подвески изменяют.

При ремонте скважин, оборудованных трубными насосами, на скважине приходится заменять узлы клапанов. Для извлечения седла шарика необходимо отвернуть клетку, пользуясь специальным ключом-«звездочкой». Применение каких-либо металлических предметов для ее захвата не допускается, так как может привести к порче ребер клетки.

Изменение глубины подвески ШСН

Глубину подвески скважинного насоса изменяют по геологическим, технологическим причинам, определяющим условия эксплуатации скважин, и, как правило, увеличивают или уменьшают от нескольких метров до нескольких десятков метров.

При увеличении глубины подвески предварительно извлекают колонну штанг вместе с плунжером (если насос трубный) или с насосом (если насос вставной), далее разбирают планшайбу и в скважину спускают необходимое число труб. Тип спускаемых труб, их резьба, марка стали

должны быть идентичны с находившимися в скважине.

После спуска последней трубы монтируют планшайбу и начинают спускать колонну штанг. Штанги спускают в порядке, обратном последовательности их извлечения, после чего начинают наращивание дополнительного числа штанг. При достижении плунжером (насосом) требуемой глубины устанавливают его правильное положение относительно цилиндра.

При уменьшении глубины подвески, как и при ее увеличении, вначале полностью извлекают колонну штанг вместе с плунжером (насосом) и потом поднимают колонну НКТ, пока не укоротят ее длину на намеченное число труб. После этого колонну НКТ сажают на планшайбу и спускают необходимое число штанг.

Положение плунжера (насоса) относительно цилиндра регулируют так же, как было описано ранее.

Особые работы, проводимые на скважине, оборудованной ШНС

Подъем труб с жидкостью. При нормальном ходе работ подъему колонны труб предшествует подъем колонны штанг вместе с плунжером трубного насоса или всего насоса, если используют вставной насос.

В первом случае одновременно с подъемом плунжера удаляют узел всасывающего клапана, во втором — насос в сборе. В результате этого жидкость, заполнявшая внутреннюю полость НКТ, при их подъеме вытекает в скважину.

При использовании трубного насоса в результате заклинивания плунжера в цилиндре или невозможности срыва конуса всасывающего клапана с посадочной муфты приходится поднимать колонну труб с жидкостью. Аналогичная ситуация может возникнуть и при невозможности извлечения вставного насоса. В подобных случаях разбирают оборудование устья, после чего круговым штанговым ключом захватывают верхнюю штангу и, вращая против часовой стрелки, отвинчивают ее. Отвинчивание резьбового соединения может произойти на любой глубине, после чего отвинченную часть колонны поднимают, а затем приступают к подъему труб. После отвинчивания очередной трубы жидкость, заполнявшая ее, вытекает.

Для предотвращения загрязнения рабочих и площадки применяют приспособление, состоящее из двух шарнирно соединенных половин трубы, которые устанавливают вокруг муфты перед подъемом отвинченной трубы.

После появления колонны штанг, оставшейся в трубах, опять, используя круговой ключ, отвинчивают штанги, извлекают их из скважины и продолжают подъем труб. Этот процесс повторяют до тех пор, пока вся колонна штанг и труб не будет поднята на поверхность.

Ликвидация заклинивания плунжера. Работам по ликвидации заклинивания предшествует подготовка устья скважины, аналогичная подготовке перед подъемом колонны Штанг.

Захватив колонну штанг элеватором, его плавно поднимают, подтягивают, чередуя уменьшение и увеличение нагрузки. Если удастся извлечь плунжер из цилиндра трубного насоса, то многократно повторяют посадку его в цилиндр и полный выход. При этом пластовая жидкость, заполняющая трубы, устремляется вниз, промывая плунжер и цилиндр насоса. Для обеспечения перетока жидкости при использовании

трехклапанного насоса всасывающий клапан предварительно «ловят».

После выполнения этих операций убеждаются в свободном без заедания перемещении плунжера в цилиндре. Затем его опускают до нижнего положения.

После заполнения скважины водой повторяют процессы промывки плунжера и цилиндра, периодически полностью извлекая его из цилиндра.

Завершив промывку, сажают всасывающий клапан в гнездо, заливают насосные трубы водой, собирают устьевое оборудование скважины, включают станок-качалку и убеждаются в нормальной подаче насоса.

Если плунжер не удастся извлечь из цилиндра путем расхаживания, приходится поднимать колонну труб, как было описано выше.

Для предотвращения заклинивания плунжера необходимо использовать правильно подобранные трубы для каждого условного размера, не допускать загрязнения штанг перед спуском их в скважину: при использовании остеклованных труб — применять защитные приспособления, не позволяющие попадать в зазор «плунжер-цилиндр» осколкам стекла.

При заклинивании плунжера вставного насоса в том случае, если расхаживание его не удастся произвести с усилием меньше того, при котором он выходит из замковой пружины, насос вместе с колонной извлекают на поверхность. В скважину производят спуск новый насос, а заклинивший насос отправляют в ремонтные мастерские.

Ликвидация обрыва или отвинчивания штанг. Обрыв колонны штанг определяют по изменению режима работы станка-качалки. По его динамограмме можно ориентировочно определить глубину, на которой произошел обрыв. Для его ликвидации устье скважины готовят так же, как для проведения подземного ремонта.

Вначале извлекают верхнюю часть оборванной колонны, после этого в насосные трубы спускают шлиц — ловильный инструмент для захвата тела оборванной штанги. После подъема колонны оборванную штангу отвинчивают и на ее место ставят штангу того же диаметра и той же марки стали, что используется в колонне. Обычно эту штангу берут из запаса (2—3 штанги), который должен находиться на мостках у скважины.

При отвинчивании штанги предварительно извлекают верхнюю часть колонны, после чего в насосные трубы спускают штанговый ловитель для захвата штанги и извлекают нижнюю часть колонны на поверхность. Если отвинчивание произошло в нижней части колонны, то ее извлекают на поверхность всю.

Если резьба отвинтившихся штанг имеет дефекты, то обе они заменяются новыми.

Участившиеся обрывы колонны штанг свидетельствуют о неправильном выборе ее конструкции, плохом режиме работы или ее износе. При этом должна быть устранена первоначальная причина, вызывающая повышение аварийности. Для уменьшения числа отвинчиваний резьбовых соединений штанг основным способом является использование при свинчивании механических ключей, обеспечивающих стабильный крутящий момент, и штанговращателей.

4.5. Ремонт скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами

Перед спуском в скважину погружного агрегата или перед его подъемом устье скважины и площадку вокруг нее готовят к подземному ремонту.

В состав вахты, выполняющей работы по подъему или спуску погружного электроцентробежного насоса, может вводиться дополнительно еще один рабочий, управляющий кабеленаматывателем. Для выполнения операций, связанных с обслуживанием агрегата перед его спуском в скважину, привлекают дополнительный специально обученный персонал.

Перед спуском погружного агрегата в скважину проверяют состояние эксплуатационной колонны на глубине, превышающей глубину спуска агрегата не менее чем на 100 м, шаблоном длиной не менее 10 м и диаметром, превышающим на 4 мм максимальный диаметральный габарит погружного агрегата.

Перед спуском в скважину погружной агрегат собирают у устья — соединяют двигатель с гидрозащитой и насосом. Для этого на компенсатор надевают монтажный хомут, поднимают с мостков и спускают в скважину до посадки хомута на фланец эксплуатационной колонны, после чего снимают защитную крышку вала. Надевают хомут на двигатель, поднимают его над устьем и, сняв защитную крышку, соединяют с компенсатором. Затем вывинчивают пробку на три—четыре оборота, открывают перепускной клапан двигателя и ввинчивают пробку обратно.

Приподняв собранные узлы, снимают монтажный хомут с компенсатора и плавно сажают монтажный хомут двигателя на фланец эксплуатационной колонны.

Сняв крышку с кабельного ввода двигателя, промывают контакты обезвоженным трансформаторным маслом и проверяют сопротивление изоляции двигателя и кабеля.

Для заполнения двигателя маслом ввинчивают штуцер масло-насоса и закачивают масло до перелива его через отверстие кабельного ввода. Соединив муфту кабеля с колодкой токоввода, устанавливают крышку, открывают перепускной клапан и испытывают герметичность кабельного ввода и соединения двигателя с компенсатором опрессовкой давлением 0,1 МПа в течение 5 мин. После опрессовки с двигателя снимают верхнюю крышку, проверяют с помощью шлицевого ключа легкость вращения вала двигателя.

На протектор надевают монтажный хомут, поднимают его над устьем скважины и после проверки легкости вращения соединяют валы шлицевой муфтой и корпус двигателя и протектора.

Через клапан в головке двигателя закачивают трансформаторное масло до появления его в отверстии под пробкой, ввинчивают в отверстие манометр и спрессовывают фланцевое соединение протектора с двигателем. После опрессовки давление снижают, манометр вывинчивают, а верхнюю крышку протектора снимают.

Насос поднимают над устьем скважины, снимают защитную крышку и, проверив легкость вращения валов насоса и протектора, соединяют их валы шлицевой муфтой и затем их фланцы. После этого собранный агрегат приподнимают, вывинтив «пробку из компенсатора, открывают

перепускной клапан и ввинчивают пробку.

Для определения правильности присоединения кабеля к двигателю кратковременно включают его и маркируют жилы верхнего конца кабеля.

Далее погружной агрегат соединяют с трубой, над которой монтируют спускной клапан, и приступают к спуску колонны НКТ одновременно с кабелем.

Технология спуска колонны труб аналогична технологии при обычном подземном ремонте, но при этом параллельно спускают кабель и крепят к колонне с помощью металлических хомутов с пряжкой.

Процесс спуска одной трубы состоит из следующих операций:

подачи штропов к элеватору, установленному на трубе, лежащей на мостках;

подъема трубы с мостков;

посадки очередной трубы в муфту колонны;

свинчивания резьбового соединения;

снятия элеватора с колонны труб и крепления кабеля клямсами;

спуска колонны труб в скважину и посадки загруженного элеватора.

Рассмотрим более подробно две последние операции, отличающиеся от описанных ранее.

После снятия трубных ключей оператор дает сигнал на подъем, отцепляет крючок от кабеля и подходит к устью скважины. Машинист приподнимает трубы на 0,25 м, оператор с помощником снимают элеватор, переносят его к мосткам и надевают на очередную трубу. Возвратившись к устью, помощник берет две клямсы и устанавливает одну выше, а вторую ниже на 20—30 см муфты, одновременно принимая кабель с клямсой к трубе. После закрепления кабеля оператор дает сигнал машинисту на спуск колонны труб. Машинист выполняет его со скоростью не более 0,25 м/с. Одновременно оператор на пульте управления включает кабеленаматыватель на спуск.

После посадки колонны труб на элеватор оператор выключает кабеленаматыватель, помощник, во время спуска колонны очищавший и смазывавший резьбу очередной трубы, лежащей на мостках, зацепляет кабель за крючок. Вместе с помощником оператор вынимает предохранительные шпильки из отверстий и выводит штропы из проушин.

На этом цикл спуска одной трубы завершается.

После спуска всей колонны НКТ вместе с кабелем выполняют заключительные работы:

навинчивают пьедестал на колонну труб;

сажают пьедестал на фланец эксплуатационной колонны;

набивают сальник, крепят пьедестал и снимают подъемный патрубок;

устанавливают арматуру устья и проверяют состояние задвижек;

подключают ЭЦН к блоку управления, опускают его и ожидают подачу насоса.

Извлекают агрегат из скважины в обратном порядке. Прежде чем приступить к работам, отключают установку, отсоединяют кабель. Подготовка устья скважины к демонтажу насоса описана в п 4.2.

Поднимают агрегат со скоростью не более 0,25 м/с. По мере подъема колонны кабель освобождается от хомутов и равномерно навивается на верхнюю часть барабана. При этом не допускаются касание кабелем земли, резкие перегибы и удары металлическими предметами по броне.

Извлекают из скважины погружной агрегат с помощью монтажных

хомутов — сначала насос, потом протектор, двигатель, компенсатор. После разборки фланцевых соединений отдельных узлов их закрывают транспортными крышками.

В процессе эксплуатации скважины, оборудованной ЭЦН, текущие ремонты, связанные с чисткой и промывкой песчаных пробок, удалением отложений парафина и солей, проводят, как на обычных скважинах.

К специфическим относятся аварийно-ремонтные работы, которые приходится выполнять при падении на забой скважины погружной установки с кабелем в результате нарушения резьбового соединения труб. При этом оборванный конец кабеля может располагаться различным образом относительно разрушенного резьбового соединения или трубы и, как правило, усложнять ловильные работы.

В процессе подъема погружного агрегата может произойти его заклинивание, обусловленное изменением толщины стенки эксплуатационной колонны или попаданием в скважину посторонних предметов. Наконец, в результате нарушения правил работы с инструментами кабель может разрушиться у устья.

Монтировать и демонтировать наземное электрооборудование погружных электроцентробежных и винтовых насосов, осматривать, ремонтировать и наладивать его должен электротехнический персонал. Операторам, мастерам разрешается только их пуск или остановка.

Запрещается подвешивать кабельный ролик на пеньковой веревке — он должен быть укреплен с помощью хомута. Запрещается прикасаться к кабелю при опробовании электродвигателя погружного агрегата на устье скважины.

Намотка и размотка кабеля на барабан должны быть механизированы. Запрещается транспортировка кабеля без барабана.

4.6. Чистка и промывка песчаных и гидратных пробок

Выбор оборудования и технологии очистки пробок обусловлен типом пробки, местом ее расположения, состоянием эксплуатационной колонны (степенью ее герметичности и износа), пластовым давлением.

Технологию очистки пробок выбирают таким образом, чтобы, с одной стороны, ее удалить, а с другой — свести к минимуму ухудшение гидродинамических свойств пласта, например, в результате попадания в него технологических жидкостей, используемых для промывки.

Образующиеся в процессе эксплуатации скважины песчаные пробки были подробно рассмотрены в разделе 1. Они бывают забойными, образующимися на забое скважины, и патронными, располагающимися в средней и верхней части колонны. Пробки бывают рыхлыми и плотными.

Существуют два основных метода очистки скважин — удаление песчаных пробок желонками и промывкой. В первом случае в колонну труб на канате последовательно опускают и поднимают желонку — цилиндрическую емкость, снабженную каналами и рядом устройств для захвата материала пробки, например песка, подъема его на поверхность и быстрого опорожнения.

Во втором случае в засоренные подъемные трубы или эксплуатационную колонну спускают колонну промывочных труб и специальными промывочными насосами создают циркуляцию жидкости для размывания пробки и выноса составляющих ее материалов на поверхность.

Необходимо иметь в виду, что при образовании песчаной пробки в случае полного прекращения подачи пластовой жидкости давление в нижней части колонны увеличивается и в процессе удаления пробки может произойти выброс части пробки, нефти, а иногда и оборудования, спущенного в скважину. Поэтому при удалении пробки следует строго выполнять правила техники безопасности.

Рассмотрим подробно каждый из указанных методов.

Удаление песчаных пробок желонками

Преимущества этого метода — простота применяемого оборудования и процесса очистки, исключение проникновения в призабойную зону пласта технологических жидкостей; возможность очистки скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами.

Недостатки метода: длительность процесса; возможность протирания эксплуатационной колонны; возможность обрыва каната, на котором спускается инструмент; загрязнение территории вокруг устья скважины извлеченным материалом пробки; невозможность чистки желонкой колонн, имеющих смятия или сломы.

При очистке желонкой скважины она должна быть оборудована подъемником, колонна подъемных труб должна быть поднята и уложена на мостки; рядом с устьем скважины установлен отбойный ящик для сбора материала пробки.

Диаметр желонки выбирается исходя из диаметра колонны, в которой образовалась пробка.

Таблица 4.2

Выбор диаметров желонки для очистки скважины от песка

Диаметр труб, мм	114	127	140	146	168 и более
Диаметр желонки, мм	73	89	89	89	114

В зависимости от характера пробки используют следующие типы желонок: для рыхлых пробок—простые, при плотных — поршневые, в специальных случаях — автоматические.

Простую желонку подвешивают на тартальном канате диаметром 16 или 19,5 мм при оснастке талевого системы «на прямую». В процессе работ следует систематически проверять надежность крепления каната к желонке и состояние каната.

Длина каната, намотанного на барабан лебедки, должна быть такой, чтобы при самом нижнем положении желонки в скважине на барабане оставалось бы не менее одного ряда каната.

Простая желонка представляет собой трубу диаметром 73— 114 мм и длиной 8—12 м с тарельчатым или шариковым клапаном на нижнем конце и дужкой для крепления каната на верхнем конце. Хотя желонки подобной конструкции малоэффективны, но из-за простоты конструкции их часто применяют на промыслах.

В процессе работы желонку опускают на канате со средней скоростью. За 10—15 м до пробки скорость увеличивают и желонка врежется в пробку, клапан в нижней части открывается и песок вместе с жидкостью заполняет ее внутренний объем. Для надежного закрытия клапана

желонку отрывают от забоя на максимальной скорости подъема.

Подняв желонку из скважины, ее с помощью крючка отводят от устья к отбойному ящику, в дне которого укреплен стержень. Установленный на стержне клапан открывается, и песок вместе с жидкостью стекает в ящик.

Освобожденную желонку опускают в скважину и повторяют процесс ее заполнения.

Поршневые желонки (рис. 4.9) отличаются от простых наличием в них поршня, установленного на штоке, свободно проходящем через верхнюю крышку корпуса. Шток поршня должен быть достаточно массивным, чтобы обеспечивать его движение вниз относительно корпуса желонки при провисании каната. Для амортизации удара на шток надеты две пружины — одна снаружи, другая внутри корпуса.

Для обеспечения перетока жидкости из подпоршневой полости в надпоршневую в поршне имеется ряд осевых каналов, закрытых сверху эластичной шайбой. Клапан в нижней части желонки снабжают штоком с пикообразным наконечником.

При достижении желонкой забоя клапан открывается, а поршень опускается вниз, пока верхняя пружина не упрется в пробку.

Во время подъема каната сначала начинает двигаться вверх поршень, в результате давление под поршнем уменьшается и переток с жидкостью через открытый клапан засасывается внутрь корпуса. После отрыва корпуса желонки от забоя клапан закрывается и предупреждает освобождение желонки от песка.

Для хорошего наполнения желонки ее несколько раз сажают на забой, опуская поршень в нижнее положение.

После подъема желонки на поверхность ее крючком отводят к отбойному ящику, опирают штоком клапана на его дно. После вытекания жидкости с песком процесс повторяют.

Автоматическая желонка (рис. 4.8) имеет более сложное по сравнению с описанными устройство. Принцип ее действия основан на использовании двух герметичных камер — воздушной и песочной. Эти камеры имеют герметичные клапаны. Приемный клапан при достижении желонкой песчаной пробки открывается и, поскольку давление в скважине значительно превышает давление воздуха во внутренней полости желонки, песочная камера интенсивно заполняется материалами, образовавшими пробку. При заполнении песочной камеры воздух, находящийся в воздушной камере, сжимается, при подъеме желонки на поверхность давление в ней сохраняется и поддерживается на уровне 1 МПа.

После извлечения желонки из скважины ее отводят в сторону от скважины и устанавливают в отбойный ящик. При открытии нижнего спускного отверстия содержимое желонки давлением «сжатого воздуха», находящегося в воздушной камере, интенсивно вытесняется из внутренней полости песочной камеры желонки. Во время открытия спускного отверстия под действием реактивной силы желонка смещается вбок, поэтому ее необходимо надежно упереть в дно ящика-отбойника и предусмотреть меры, исключающие попадание выбрасываемого содержимого желонки на рабочих.

Автоматические желонки работают тем лучше, чем выше столб жидкости в скважине над пробкой. Однако эффективность их работы в основном зависит от герметичности клапанов. Даже незначительная утечка воздуха или жидкостно-песочной смеси приводит к резкому

уменьшению степени ее наполнения и скорости опорожнения.

В процессе очистки песчаной пробки желонкой следует соблюдать следующие правила.

1) Выбирать скорость спуска желонки таким образом, чтобы предупредить образование петель каната, которые могут возникнуть во время спуска желонки в скважину и в том случае, если она зацепляется за выступ колонны труб.

2) При подъеме не допускать затаскивания желонки под кронблок. Для этого на тартальном канате выше желонки на 100 м навязывают метку.
При

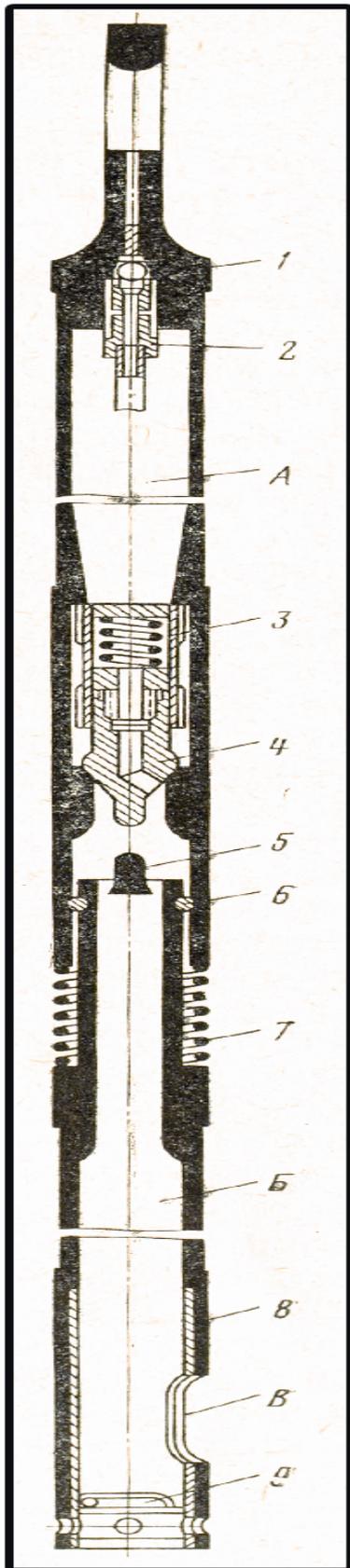


Рис. 4.8. Автоматическая желонка:
 1-головка; 2-шариковый клапан; 3-стакан; 4-конусный клапан; 5-ударник; 6-шариковый фиксатор; 7-пружина; 8-заслонка; 9-приемный клапан; А-воздушная камера; В- выпускное отверстие

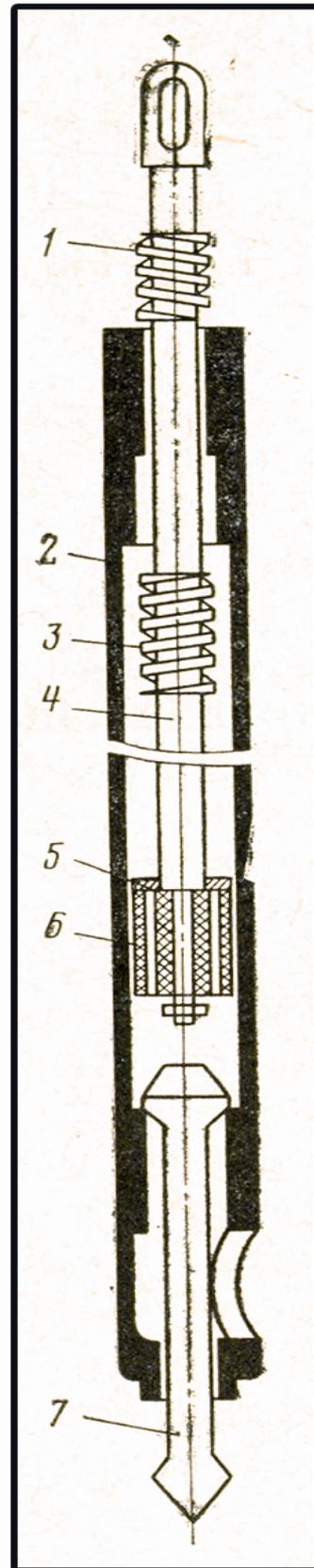


Рис. 4.9. Поршневая желонка:
 1,3 –пружина; 2-корпус; 4-шток; 7-клапан

подходе метки к барабану лебедки машинист уменьшает скорость подъема и сосредоточивает внимание на устье скважины, ожидая появления желонки.

3) При спуске желонки при приближении ее к уровню жидкости в скважине скорость вращения барабана лебедки должна быть уменьшена, поскольку в период погружения желонки в жидкость ее скорость резко уменьшается, что может привести к образованию петли из тартального каната.

Для лучшей ориентации тракториста на канате должна быть укреплена метка, соответствующая забою скважины. Приближение этой метки к устью скважины означает посадку желонки на забой, образованный песчаной пробкой.

5) После посадки желонки на максимально возможной скорости спуска на песчаную пробку она должна без промедления подниматься на поверхность.

6) При чистке песчаных пробок запрещается опорожнять желонку непосредственно на пол рабочей площадки.

7) В случае соскакивания тартального каната с оттяжного ролика или кронблочного шкива следует прекратить спуско-подъемные операции, а канат до завода его в ролик или шкив надежно закрепить на устье двумя зажимами, расположенными накрест. Запрещается чистить желонкой песчаные пробки в фонтанных скважинах, выделяющих газ.

8) При промывке пробок в скважинах, из которых возможны выбросы, следует на промывочных трубах установить противовыбросную задвижку или на устье герметизирующее устройство и применять промывочную жидкость с удельным весом, обеспечивающим гидростатическое давление столба большее, чем пластовое давление.

9) Промывочный шланг должен иметь по всей длине петлевую обвивку из мягкого металлического канатика, прочно прикрепленного к стояку и вертлюгу.

При промывке песчаной пробки водой промывочную жидкость следует отводить в промышленную канализацию. Промывать пробки нефтью следует по замкнутому циклу.

10) В ночное время при внезапном выключении освещения во время промывки скважины следует находящиеся в ней трубы приподнять и посадить на эlevator, не прекращая циркуляцию промывочной жидкости.

Удаление песчаной пробки промывкой

Для реализации этого способа в скважину опускают колонну промывочных труб, а у устья скважины размещают насосы, резервуары с промывочной жидкостью и другое оборудование, необходимое для промывки по одному из следующих способов: прямой, обратной, комбинированной или непрерывной.

Расположение оборудования у устья скважины, эксплуатирующейся, например, штанговым скважинным насосом, может быть следующим (рис. 4.10): подъемник устанавливают, как обычно при спуско-подъемных операциях, — по одной оси с мостками, а промывочный агрегат — напротив станка-качалки, не более чем в 10 м от устья скважины так, чтобы его кабина не была обращена к устью. Позади агрегата может быть расположена емкость для промывочной жидкости или автоцистерна.

Промывочная жидкость, поступающая из скважины, может непосредственно направляться в промысловую канализацию либо в

специальную емкость, располагаемую рядом с устьем.

Промывочную жидкость выбирают исходя из индивидуальных особенностей скважины: безводные нефтяные скважины целесообразно промывать только чистой нефтью, поскольку применение воды приводит к осложнениям при последующей эксплуатации; скважины с повышенным пластовым давлением промывают раствором или соленой водой, плотность которых исключает выбросы или фонтанирование. В процессе промывки скважин необходимо следить за удельным весом промывочной жидкости и в случае его уменьшения, например аэрации — сменить жидкость. Скважины, не склонные к выбросам или фонтанированию, промывают технической или пластовой водой. Скважины с низким пластовым давлением, склонные к поглощению, целесообразно промывать аэрированной жидкостью.

В качестве промывочных труб используют насосно-компрессорные трубы, тип и диаметр которых выбирают в зависимости от конструкции скважины. Если промывочные трубы спускают ниже башмака первого ряда труб, то целесообразно использовать муфты с увеличенной фаской, что позволяет избежать ударов о башмак при подъеме колонны. Для повышения эффективности процесса разрушения пробки на башмак промывочной колонны навинчивают наконечники, имеющие вид торцевой фрезы или наосо срезанного патрубка.

Прямую промывку осуществляют подачей промывочной жидкости к пробке через спущенную в скважину колонну промывочных труб. При этом материалы, составляющие размываемую пробку, выносятся на поверхность по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной промывочных труб.

Колонну труб привинчивают к вертлюгу (рис. 4.11, а), который, в свою очередь, подвешивают на крюк талевого системы. Вертлюг соединяют гибким шлангом со стояком, к которому от насоса подводится промывочная жидкость.

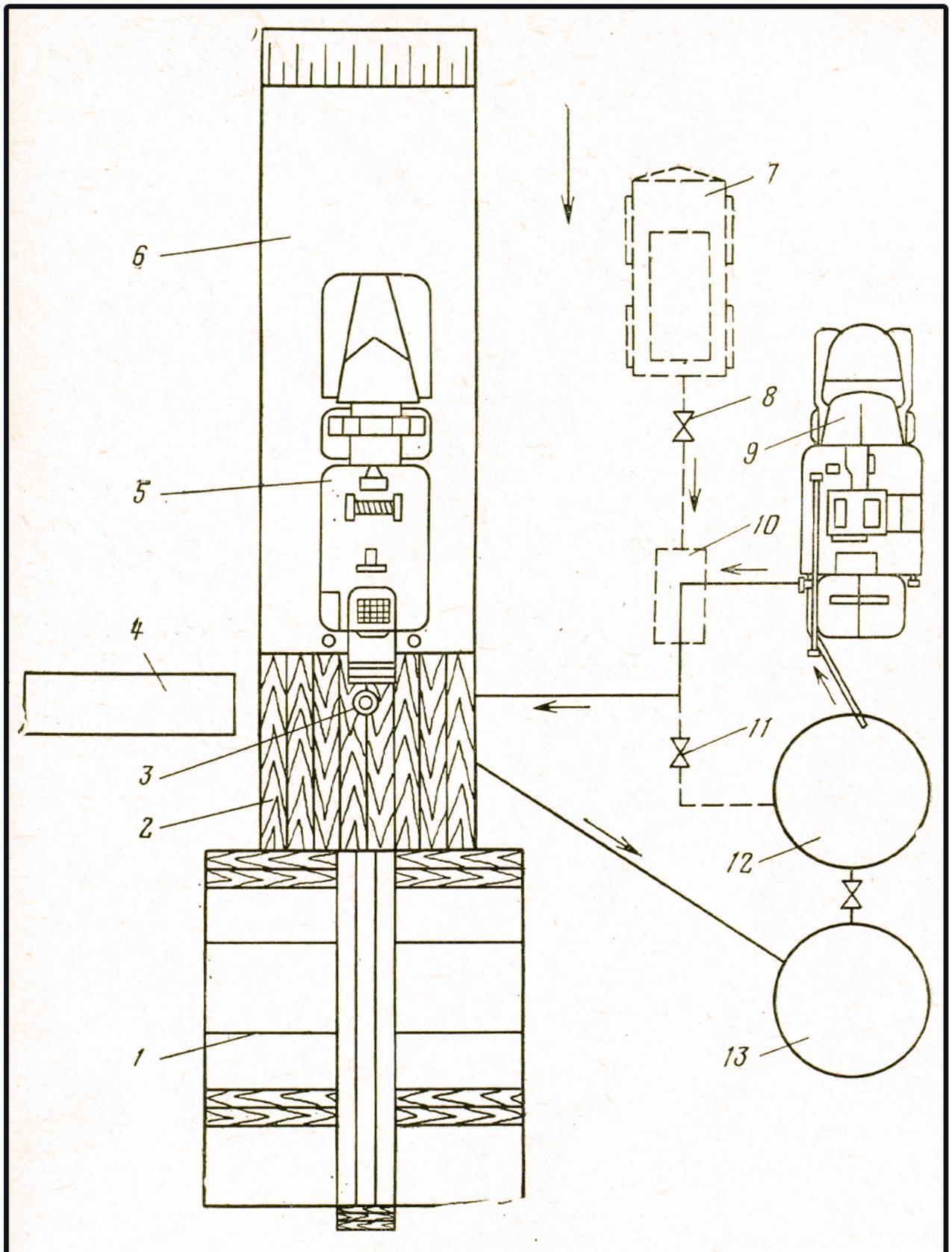


Рис. 4.10. Схема размещения оборудования при промывке скважин жидкостью и аэрированной жидкостью (показано пунктиром):

1-мостики-стеллажи; 2-рабочая площадка; 3-устье скважины; 4-балансирный станок-качалка; 5-подъемная лебедка (агрегат подъемного ремонта); 6-площадка для агрегата; 7-компрессор; 8-вентиль регулировочный; 9-установка насосная; 10-аэратор; 11-вентиль; 12, 13-емкость

Прямая промывка наиболее эффективна при удалении крепких пробок. Ее недостатком является необходимость обеспечения значительного расхода промывочной жидкости, так как подъем жидкости происходит по кольцевому пространству, площадь поперечного сечения которого велика, а, следовательно, скорость подъема жидкости незначительна. Для эффективного удаления песка необходимо, чтобы скорость подъема жидкости превышала скорость падения частиц песка в жидкости. Последовательность операций при прямой промывке следующая.

При подготовительных работах у устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта (или оснащают стационарную эксплуатационную вышку талевой системой), монтируют стояк, устанавливают промывочный агрегат, технологические емкости, оборудуют устье скважины головкой, соединяют трубопроводами все узлы и агрегаты.

После этого спускают колонну промывочных труб таким образом, чтобы насадка, установленная в их нижней части, находилась не выше 10 м от начала пробки. Далее соединяют колонну труб с вертлюгом и включают насос промывочного агрегата. После создания циркуляции промывочной жидкости, т. е. появления потока жидкости из трубопровода, соединенного с кольцевым пространством между эксплуатационной и колонной промывочных труб, начинают с помощью подъемника опускать в скважину колонну промывочных труб. Спуск проводят на минимальной скорости, следя за тем, чтобы колонна промывочных труб не встала на пробку, и одновременно следят за показаниями манометра, установленного на нагнетательной линии промывочного насоса.

Основная задача бригады подземного ремонта при промывке пробки — обеспечение такой скорости погружения колонны промывочных труб, чтобы, с одной стороны, быстро удалить пробку, а с другой — не допустить засорения наконечника промывочной колонны.

Признак засорения наконечника — резкое повышение давления на выкиде промывочного насоса. При этом необходимо, не останавливая насоса, т. е. не прекращая циркуляции промывочной жидкости, приподнять колонну промывочных труб на 0,5—4 м и удерживать ее на этой высоте до тех пор, пока не восстановится нормальное давление.

Если наконечник забит настолько плотно, что его не удастся промыть потоком жидкости, подаваемой насосным агрегатом, циркуляцию прекращают, отсоединяют вертлюг от колонны промывочных труб и поднимают ее на поверхность, где и прочищают насадку. Затем спускают в скважину колонну промывочных труб, соединяют ее с вертлюгом и продолжают промывку.

При нормальном ходе размыва пробки промывку ведут до тех пор, пока вертлюг не опустится в нижнее положение. После этого промывку скважины продолжают до тех пор, пока весь песок, находящийся во взвешенном состоянии в кольцевом пространстве между НКТ и промывочными трубами, не будет вынесен на поверхность. В противном случае в период остановки промывочного насоса этот песок осядет вниз, что может привести к прихвату колонны промывочных труб.

Продолжительность полного удаления песка определяют исходя из расчета или же контролируя степень загрязненности промывочной жидкости, вытекающей из скважины.

После промывки насос останавливают или, управляя задвижками,

направляют поток из нагнетательного патрубка в амбар, после чего поднимают промывочные трубы из скважины на высоту промывочного колена, подставляют под муфту элеватор, отвинчивают колено и либо отводят его в шурф, либо укладывают на мостки.

В результате крюк талевой системы освобождается, на него накидывают штропы элеватора и, подняв с мостков очередную трубу, подводят ее к устью скважины. После свинчивания трубы с колонной промывочных труб освобождают элеватор, на который она опиралась, и опускают колонну на длину трубы до тех пор, пока элеватор не сядет на тройник.

С крюка снимают штропы элеватора, крюк оттягивают к вертлюгу и набрасывают на него серьгу вертлюга. После подъема вертлюга с промывочным коленом его соединяют с колонной промывочных труб, приподнимают колонну и освобождают элеватор. Далее включают насос или открывают соответствующие задвижки в линии, восстанавливают циркуляцию и продолжают промывку.

Аналогичным образом, постепенно промывая и наращивая промывочную колонну, продолжают промывку пробки на всей ее длине.

В тех случаях, когда ожидается выброс или фонтанирование скважины, в схему обвязки вводят предохранительную задвижку 6 со специальным фланцем 5, устанавливаемыми ниже вертлюга.

Открытое фонтанирование исключают посадкой фланца 5 на фланец крестовика фонтанной арматуры 3 и скреплением их болтами, после чего скважину можно глушить подачей жидкости через промывочные трубы или кольцевое пространство, а также одновременно через оба канала.

В первом случае открывают предохранительную задвижку и задвижку 12, задвижки 4, 10, 11 закрыты; во втором случае предохранительная задвижка 6 и задвижки 11, 12 закрыты, а задвижки 13, 10, 4 открыты; в третьем — задвижка 11 закрыта, а остальные открыты.

Описанную технологию применяют для промывки однорядных подъемников. Промывку пробок в двухрядных подъемниках ведут следующим образом.

Устье скважины оборудуют по схеме (рис. 4.11, б).

Промывку внутреннего ряда подъемных труб ведут так же, как и промывку однорядного подъемника, с той лишь разницей, что после вскрытия башмака внутреннего ряда продолжают промывку до башмака труб наружного ряда.

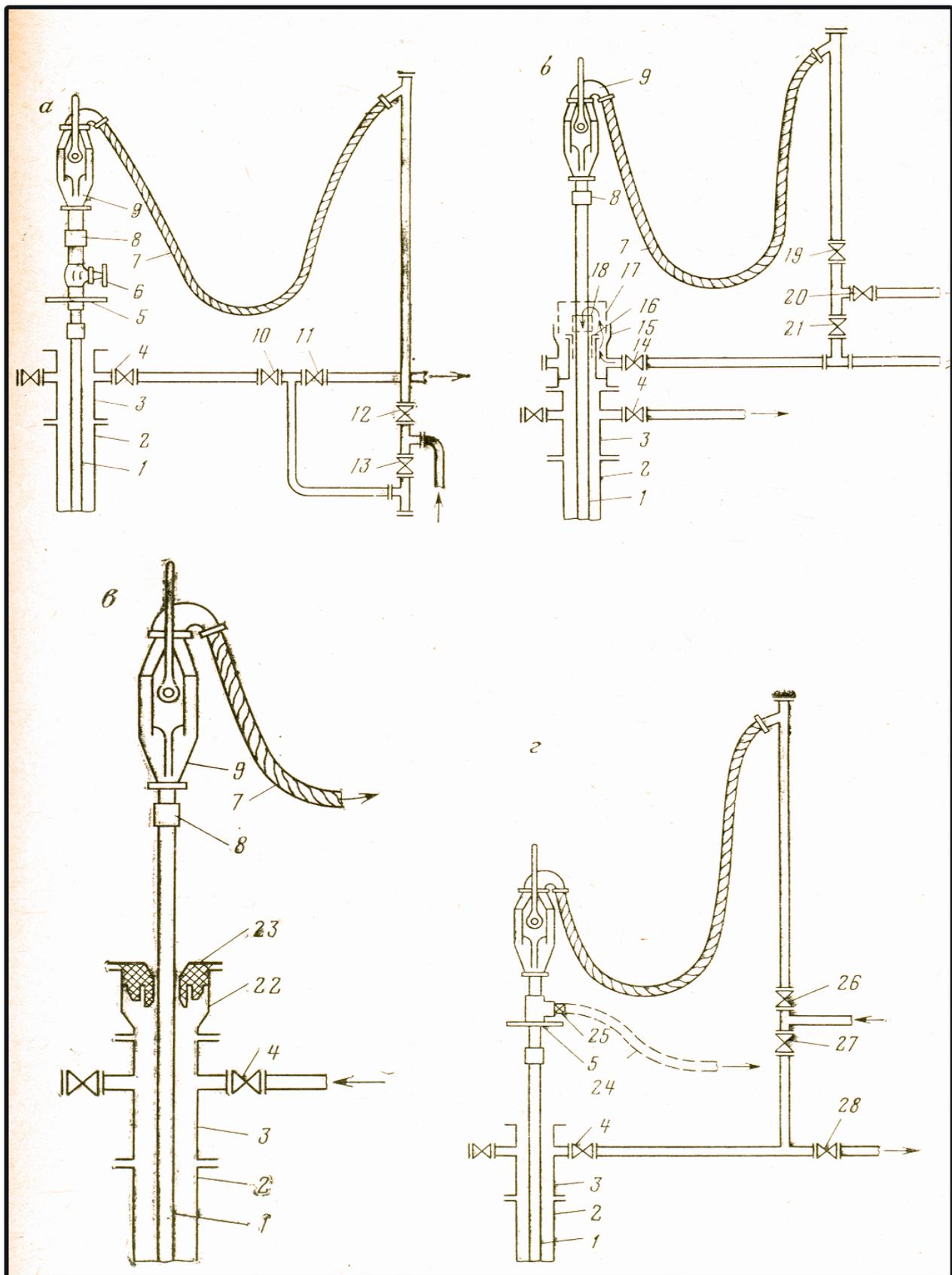


Рис. 4.11. Схема оборудования скважины при промывке:
 а-прямой; б-ускоренной; в-обратной; г-комбинированной; 1-колонна промывочных труб; 2-эксплуатационная колонна; 3-крестовина; 4-задвижка; 5-фланец; 10,11,12,13,14,-краны; 15-промывочный шланг; 8-муфта; 9-вертлюг; 16-вкладыш; 17-крышка; 18-муфта; 19, 20, 21-краны; 22-промывочная головка; 23-манжетное уплотнение; 24-гибкий шланг; 25-пробка; 26, 27, 28-краны

После этого, оперируя задвижками, пытаются установить циркуляцию жидкости из промывочных труб по кольцевому пространству между трубами первого и второго рядов. Если это удастся, то промывку ведут до полного прекращения выхода песка, после чего промывку ведут до полного прекращения выхода песка, после чего промывочные трубы опускают до фильтра и промывают эксплуатационную колонну. Когда промывают скважины, на которых могут происходить выбросы или фонтанирование, схема обвязки должна включать в себя предохранительную задвижку, устанавливаемую ниже вертлюга и специального фланца, размеры которого соответствуют фланцу тройника или крестовика фонтанной арматуры. Если в процессе промывки начинается проявление скважины, открытое фонтанирование можно предупредить, закрыв задвижку, опустив колонну промывочных труб и соединив фланец с фонтанной арматурой.

Аналогичным образом оборудуется устье скважины при промывке двухрядного подъемника.

При прямой и комбинированной промывках в ряде случаев работают без промывочного стояка. Тогда промывочный шланг соединяют с трубопроводами на уровне пола рабочей площадки. Для того чтобы при спуске вертлюга в нижнее положение промывочный шланг не ложился на пол и не загромождал рабочее место у устья скважины, используют приспособление для подвески шланга в средней его части за пояс вышки.

Скоростная прямая промывка предусматривает такое же, как и при простой промывке, направление потоков жидкости, но позволяет ускорить разрушение пробки за счет исключения полного выноса песка из кольцевого пространства между НКТ и промывочными трубами перед ее наращиванием.

Это достигается при включении в специальную обвязку (рис. 4.11, б) промывочной головки 15, которая позволяет после посадки на нее трубы и отсоединения вертлюга восстановить циркуляцию жидкости в течение времени, пока очередная труба не будет подготовлена для наращивания. В результате перерывы в циркуляции жидкости обусловлены только временем развинчивания и свинчивания резьбового соединения колонны промывочных труб, а количество песка, осажденного на пробку, незначительно.

Скоростная прямая промывка ведется следующим образом (см. рис. 4.11, б). В процессе промывки жидкость от насоса через задвижки 21, 19, стояк, промывочный шланг 7 и вертлюг 9 поступает в колонну промывочных труб. При подходе муфты к промывочной головке в ее корпус вставляют вкладыш 16 (показан пунктиром) и при дальнейшем спуске сажают торец муфты 18 на вкладыш 16. После этого набрасывают ключи на патрубок, установленный ниже вертлюга и муфты трубы. После этого подача насоса прекращается, резьбовое соединение раскрепляют, отвинчивают и на промывочной головке 15 закрепляется крышка 17. Открыв кран 14, и закрыв кран 19, 21 возобновляют промывку, однако теперь жидкость от насоса попадает в колонну промывочных труб, минуя стояк, промывочный шланг и вертлюг.

Подготовив очередную трубу к спуску, т. е. соединив патрубок, установленный ниже вертлюга, с лежащей на мостках трубой, поднимают и подводят ее к устью скважины. После этого циркуляция опять прекращается либо остановкой насоса, либо открытием кранов 21, 20 и

закрытием кранов 14, 19. Крышку 17 с головки 15 снимают, очередную трубу свинчивают с муфтой спущенной трубы, после чего возобновляют циркуляцию жидкости через стояк, промывочный шланг, вертлюг и новую трубу.

Обратная промывка скважин предусматривает закачку жидкости в кольцевое пространство между колонной НКТ и промывочными трубами и подъем ее вместе с размытым песком по промывочным трубам. Это позволяет достигнуть более высоких скоростей восходящего потока жидкости и ускорить разрушение пробки.

Схема обвязки устья (см. рис. 4.11, в) включает в себя промывочную головку 22 для герметизации устья скважины.

Промывочная головка крепится к фланцу тройника или крестовика и состоит из корпуса, в котором установлено манжетное уплотнение 23. Ус манжеты достаточно эластичен и может пропускать муфты, соединяющие трубы промывочной колонны. Промывочная жидкость направляется от насоса через патрубков, приваренный к корпусу головки, или через крестовик.

Предварительный натяг манжеты и давление жидкости прижимают ее к наружной поверхности промывочных труб, обеспечивая, таким образом, герметичность внутренней полости, что позволяет спускать трубы при постоянной циркуляции жидкости.

Для обеспечения свободного пропуска муфты через уплотнение головки ее крышку отворачивают на несколько оборотов, уменьшая, таким образом, предварительный натяг уплотнения.

Жидкость из полости промывочных труб отводят либо с помощью вертлюга, либо специальной отводной головки, ввинчиваемой в муфту, опертую на элеватор, на котором подвешена колонна промывочных труб. Отводная головка соединяется шлангом с обвязкой.

После спуска крюка в нижнее положение проводят промывку до появления чистой воды. Так как объем внутренней полости промывочных труб меньше объема кольцевого пространства, то продолжительность обратной промывки меньше, чем прямой.

После появления чистой воды колонну промывочных труб наращивают и продолжают процесс разрушения пробки. Поскольку в кольцевом пространстве находится чистая жидкость, прихват труб исключается.

Обратная промывка позволяет обеспечить более эффективный вынос песка, но вместе с тем снижается интенсивность разрушения пробки.

Комбинированная промывка заключается в попеременной работе оборудования в режимах прямой и обратной промывок. В зависимости от имеющегося оборудования обвязка устья скважины может быть выполнена либо с использованием промывочной головки, либо с использованием крестовины (рис. 4. 11, г). Обвязка, используемая при комбинированной промывке, наиболее сложная, она должна обеспечивать изменение направления течения жидкости в промывочных трубах.

В процессе промывки пробки после наращивания очередной трубы или колена жидкость нагнетают в промывочные трубы. При этом краны 26, 4, 28 открыты, а кран 27 закрыт. Жидкость от насоса через стояк, промывочный шланг и вертлюг поступает в промывочные трубы и, пройдя через насадок, размывает пробку, т. е. работа идет по прямой схеме. Жидкость вместе с песком поднимается по кольцевому пространству и через краны 4 и 28 выходит в емкость.

После посадки планшайбы на фланец тройника их соединяют болтами,

прекращают промывку, отвинчивают пробку 25 и соединяют отверстие гибким шлангом 24 с емкостью. Краны 26, 28 закрывают, а кран 27 открывают. После этого возобновляют работу насоса, но уже по схеме обратной промывки, т. е. чистая жидкость подается в кольцевое пространство, а песок выносится через боковой отвод и гибкий шланг. После появления чистой воды циркуляцию жидкости в скважине прекращают, разбирают фланцевое соединение, приподнимают колонну промывочных труб, под муфту подводят элеватор и сажают колонну на него.

Отвинтив промывочное колено, его спускают в шурф или укладывают на мостки. На крюк подвешивают элеватор для подачи к устью следующей трубы. После свинчивания ее с колонной верхний элеватор приподнимают, освобождают нижний элеватор и опускают колонну вниз до посадки верхнего элеватора на тройник. Крюк освобождают от штропов элеватора и на него набрасывают серьгу вертлюга.

После подъема вертлюга с трубой из шурфа ее соединяют с колонной промывочных труб, колонну приподнимают, освобождают элеватор и промывку скважины возобновляют.

Комбинированную промывку можно осуществить с еще более сложной схемой обвязки, при которой исключается использование пробки 25 и дополнительного гибкого шланга 24. В этом случае при работе в режиме обратной промывки жидкость из промывочных труб удаляется через вертлюг и гибкий шланг, а далее через дополнительную задвижку направляется в емкость. При подобной схеме в моменты изменения режима промывки достаточно только» закрыть и открыть соответствующие задвижки.

Чистка скважин аэрированной жидкостью

Описанные выше способы промывки скважин и оборудование используемое при этом, не зависят от того, какая жидкость используется в качестве промывочной: нефть, вода, глинистый раствор.

Использование водовоздушной смеси при чистке пробок требует специального дополнительного оборудования — смесителя, компрессора и т. п. (см. рис. 4.11, пунктир).

От насосного агрегата промывочная жидкость направляется через обратный клапан к смесителю. От источника сжатого воздуха через регулятор расхода к смесителю подается воздух. Выйдя из смесителя, водовоздушная смесь поступает через промывочный шланг и вертлюг в колонну промывочных труб. Устье скважины оборудуют головкой для обратной промывки, а муфту нижней трубы промывочной колонны — обратным клапаном.

Технология промывки аэрированной жидкости отличается от описанных ранее.

Перед началом промывки жидкость, находящуюся в трубах, вытесняют в трап, после чего налаживают циркуляцию жидкости и уточняют соотношение сжатого воздуха и воды для промывки пробки.

После выноса пробки и спуска колонны промывочных труб на длину трубы или колена труб насосный агрегат останавливают, а давление в полости труб снижают через контрольный вентиль. В кольцевом пространстве давление сохраняют, поскольку течению жидкости вверх по колонне промывочных труб препятствует обратный клапан.

Далее колонну труб наращивают, включают насос и восстанавливают циркуляцию водовоздушной смеси. Цикл этих операций повторяют до тех пор, пока вся пробка не будет размыта.

4.7. Термическая очистка труб от парафина

От парафина трубы очищают с помощью паропередвижных установок (ППУ или ПКУ) и, как правило, приурочивают этот процесс к текущему ремонту. Очищать трубы можно и в скважине без их подъема на поверхность, и после извлечения колонны и укладки труб на мостки.

Паропередвижную установку (ППУ или ПКУ) располагают рядом со штабелем труб, пар от нее по гибкому шлангу с металлическим наконечником поочередно в каждую трубу до тех пор, пока отложившийся на ее стенках парафин не будет удален.

При проведении этих работ необходимо следить за состоянием наконечника, в противном случае возможен ожог перегретым паром.

Для ускорения процесса пропаривания труб наконечник паропровода может быть оборудован гребенкой с тремя—пятью отводами, которые устанавливают на стеллаже для труб.

Прогреть внутрискважинное оборудование паром можно на скважинах, эксплуатирующихся фонтанным, газлифтным или механизированным способом, без их остановки.

При удалении парафина без подъема труб ППУ подключают к затрубному пространству скважины или воздухопроводу, подающему сжатый воздух (если скважина эксплуатируется газлифтным способом). Расплавленный парафин выносится струей пластовой жидкости в промысловый коллектор.

Помимо прогрева паром известно также удаление парафина подогретой нефтью, керосином и т. п. Однако для этих способов помимо ППУ необходимы специальные теплообменники и насосы, что осложняет применение этих способов.

Для очистки запарафиненных труб можно использовать и ванны, изготовленные или из листовой стали, или из списанных трапов, сваренных встык друг к другу. Общая длина ванн должна быть порядка 14 м для удобной загрузки в нее партии обрабатываемых труб.

Внутри ванны на ее дне располагают змеевик, подключаемый к источнику пара, например передвижному парогенератору. С внешней стороны ванну теплоизолируют стекловолокном, а сверху закрывают крышкой.

Партию труб (25—30 шт.) с помощью тельфера укладывают на решетки ванны, после чего ее заполняют водой с добавлением ПАВ. Нагреваемая паром вода омывает и прогревает уложенные трубы. В течение 15—20 мин парафин расплавляется и поднимается на поверхность воды, откуда его удаляют через специальный сливной трубопровод. После этого трубы извлекают и укладывают на стеллажи.

В процессе очистки труб от парафина следует выполнять следующие правила.

На паропроводе котла паровой установки должен быть предохранительный клапан. Отвод предохранительного клапана следует выводить под пол установки.

Перед пропариванием труб в скважине паропровод от ППУ до устья скважины должен быть спрессован на полуторакратное давление от

ожидаемого максимального, но не выше давления, указанного в паспорте ППУ. При опрессовке запрещается находиться рядом с линией. ППУ должна быть установлена на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. При пропаривании выкидной линии запрещается нахождение людей у устья и у линии.

4.8. Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — процесс гидравлической обработки его призабойной зоны для углубления и расширения уже имеющихся и образования новых трещин в породе продуктивного пласта, а также последующего их сохранения.

Гидравлический разрыв проводят как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах. В первом случае ГРП позволяет увеличить приток пластовой жидкости, во втором — улучшить приемистость скважины.

Гидравлический разрыв пласта проводят для увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, создания условий, облегчающих приток пластовой жидкости к эксплуатационной колонне или соответственно вход ее в пласт при работе нагнетательной скважины. При проведении ГРП расширившиеся старые и образовавшиеся новые трещины служат каналами для перетока пластовой жидкости, обладающими меньшим гидравлическим сопротивлением.

Основой ГРП является механическое разрушение породы продуктивного пласта под давлением жидкости, закачиваемой в него. Для сохранения образовавшихся трещин и предотвращения смыкания их стенок после снижения давления в них закачивают крупнозернистый песок.

В зависимости от целей различают несколько видов ГРП:

однократный — для создания одной трещины в продуктивном пласте;

многократный — для образования большого количества трещин;

направленный (поинтервальный) — для создания трещин в определенных интервалах пласта.

Материал, из которого сложены породы, имеет определенную прочность, т. е. характеризуется определенным давлением, которое необходимо создать, чтобы разорвать, механически разрушить породу. Характерно, что у всех пород прочность при растяжении много меньше прочности на сжатие. Например, песчаники, имеют прочность на сжатие 20—500, а на растяжение 0,5—25 МПа, известняки соответственно 5—260 и 0,2—25 МПа. Это означает, что для разрушения образца — столбика с размером поперечного сечения 1X1 см — необходимо приложить сжимающее усилие от 2 до 50 кН или растягивающее — от 50 до 2500 Н. Столь большой интервал изменения нагрузок, при которых будет происходить разрушение, обусловлен особенностями строения породы, периодом и условиями ее образования.

Процесс образования трещин в пласте может быть представлен следующим образом: породы, слагающие пласты, находятся в сжатом состоянии, что обусловлено весом лежащих над ними пород.

Таким образом, чтобы образовались новые трещины или расширились старые, необходимо создать в пласте такое давление, которое преодолело бы горное и прочность породы. Для выполнения этого условия в пласт нагнетают жидкость с таким расходом, который превышает количество жидкости, поглощаемое пластом, и обеспечивает создание в нем

требуемого давления.

Как показывают исследования, трещины, возникающие в пласте при ГРП, могут иметь протяженность до нескольких десятков метров.

Расход и давление нагнетания жидкости рассчитывают заранее на основе данных о проницаемости пласта, его пористости и т. п.

Гидравлический разрыв пласта проводят следующим образом (рис. 4.12):

а) в зоне пласта, подлежащей разрыву, устанавливают пакеры (нижний может отсутствовать);

б) по специальной колонне труб закачивают жидкость для образования в пласте трещин. Установка пакеров обусловлена необходимостью разгрузки эксплуатационной колонны от давления жидкости, а также обеспечением нагружения определенного интервала пласта, находящегося между пакерами;

в) в трещину закачивают крупнозернистый песок, который остается в ней и в дальнейшем при эксплуатации скважин выполняет роль каркаса, препятствует смыканию стенок трещин после того, как давление жидкости будет снижено.

Последовательность работ при проведении ГРП следующая.

Подготовительные работы. При гидравлическом разрыве пласта, когда давление может оказаться выше допустимого для эксплуатационной колонны, в колонне следует устанавливать пакеры.

Места установки агрегатов для ГРП должны быть соответствующим образом подготовлены и освобождены от посторонних предметов, препятствующих установке агрегатов и прокладке коммуникаций.

Перед ГРП в скважинах, оборудованных ШСК, необходимо отключить привод станка-качалки, затормозить редуктор, а на пусковом устройстве вывесить плакат «Не включать — работают люди!». Балансир станка-качалки устанавливают в положение, при котором можно беспрепятственно разместить заливочную арматуру и обвязать устья скважины.

После этого выполняют следующие операции.

1) У устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта для спуска-подъема колонны труб при спуске и установке внутрискважинного оборудования. Рядом со скважиной располагают оборудование для выполнения непосредственно ГРП, насосные и пескосмесительные агрегаты, цистерны и другое оборудование.

Агрегаты для ГРП устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы расстояние между ними было не менее 1 м и кабины не были обращены к устью скважины.

2) Из скважины извлекают оборудование, использовавшееся для ее эксплуатации (колонна подъемных труб, скважинный штанговый насос или ЭЦН).

Уточняют глубину забоя скважины, расположение пласта (или группы пластов), подлежащего разрыву.

3) Скважину промывают для удаления загрязнений и песчаных пробок. В ряде случаев для повышения эффективности ГРП проводят кислотную обработку и дополнительное вскрытие продуктивного пласта в интервале, намеченном для гидроразрыва. При этом используют кумулятивную или гидropескоструйную перфорацию, создавая до 100 отверстий на 1 м скважины. В результате давление, развиваемое насосами при ГРП, уменьшается, а количество трещин в пласте возрастает.

4) На колонне НКТ спускают пакер с якорем и устанавливают на 5—10 м выше верхних отверстий перфорации.

В ряде случаев он может находиться ниже верхней кровли пласта. Длина хвостовика должна быть максимально возможной, чтобы обеспечить движение песка в восходящем потоке к трещине и предупредить его выпадение в зумпф скважины.

В зависимости от технологии гидроразрыва может быть установлен и второй пакер — ниже перфорационных отверстий.

5) Скважину промывают и заполняют до устья жидкостью: если скважина, эксплуатационная — дегазированной нефтью, если нагнетательная — водой.

6) Сажают и спрессовывают пакер той же жидкостью, какой заливают скважину. При этом во внутренней полости спущенных НКТ создают давление, а качество герметизации контролируют по отсутствию перелива жидкости из кольцевого пространства скважины. Спрессовывают пакер при двух давлениях — заведомо меньшем и максимально возможном, развиваемом насосами.

Если пакер не обеспечивает требуемой герметичности, его срывают и проводят повторную посадку, после чего опять спрессовывают.

7) После опрессовки устье скважины обвязывают. Для этого используют специальную арматуру устья.

Непосредственно ГРП выполняют следующим образом.

1) Насосным агрегатом закачивают в скважину жидкость разрыва, которая в зависимости от физико-механических особенностей пласта имеет соответственно повышенную вязкость и бывает двух типов: на основе углеводородных жидкостей или водных растворов. В первом случае это могут быть сырая высоковязкая нефть, загущенные керосин или дизельное топливо, во втором — вода, сульфитспиртовая барда, загущенные растворы соляной кислоты.

Жидкость разрыва закачивают при нескольких значениях подач насосов и на каждом режиме работы определяют приемистость скважины, строят график зависимости расхода поглощаемой жидкости от развиваемого давления. Расход жидкости, закачиваемой в пласт, ступенчато увеличивают до тех пор, пока не произойдет скачкообразного увеличения поглощения жидкости и некоторого уменьшения давления нагнетания, что свидетельствует об образовании трещин в пласте.

2) После появления трещин в колонну НКТ начинают закачивать жидкость —песконоситель. Это может быть та же жидкость, что использовалась при разрыве пласта, но смешанная с песком. Жидкость-песконоситель закачивают всеми насосными агрегатами при максимальных давлении и подаче.

Содержание песка в жидкости изменяют в пределах 100 — 600 кг на 1 м³ жидкости. Песок должен быть более прочным, чем дорода, слагающая пласт, и достаточно крупным. Перед ГРП его промывают от глины и пыли и отсеивают по размерам песчинок-фракциям. Наиболее приемлемой фракцией является песок с размером зерен 0,5—1,0 мм. Общее количество песка, закачиваемого в скважину, зависит от протяженности трещин и изменяется в пределах от 4 до 20 т.

3) Без прекращения подачи жидкости и снижения давления после окончания закачки жидкости-песконосителя начинают закачивать в скважину продавочную жидкость, объем которой должен быть на 1,5—2 м³ больше объема насосно-компрессорных труб, на которых спущен

пакер, и зумпфа. В качестве продавочной жидкости используют маловязкую нефть или воду, обработанную ПАВ. Часто в нефтяные скважины после закачки жидкости-песконосителя закачивают 2—2,5 м³ чистой жидкости без песка, после чего приступают к закачке продавочной жидкости — воды. В этом случае объем воды выбирают таким, чтобы предупредить попадание ее в пласт.

При гидравлических испытаниях обвязки устья и трубопроводов обслуживающий персонал удаляют от испытываемых объектов за пределы опасной зоны.

Во время закачки и продавки жидкости нахождение людей возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается. Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их или крепить обвязку устья скважины и трубопроводов. Перед отсоединением трубопроводов от устьевого арматуры следует закрыть краны на ней и снизить давление в трубах до атмосферного.

Пуск агрегатов разрешается только после удаления людей, не связанных непосредственно с выполнением работ, за пределы опасной зоны.

Заключительные работы выполняют следующим образом:

1) После закачки продавочной жидкости устье скважины закрывают до тех пор, пока давление в колонне НКТ не уменьшится до атмосферного или близкого к нему. Это необходимо для предотвращения выноса песка из трещин, созданных при гидроразрыве, и образования песчаных пробок. В это время обычно демонтируют коммуникации, соединявшие наземное оборудование, убирают его со скважины.

2) Срывают пакер и извлекают на поверхность внутрискважинное оборудование.

3) Промывают скважину от песка, не попавшего в пласт и осевшего на забой.

4) Освоение скважины проводят обычным путем: если она эксплуатационная — спускают насос, колонну НКТ и начинают отбор жидкости, если нагнетательная — промывают от взвешенных частиц; поднимают колонну промывочных труб и подключают к водоводу.

5) Остатки жидкости разрыва и нефти должны сливаться из емкостей агрегатов и автоцистерн в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость-отстойник.

В зимнее время после временной остановки работ следует пробной прокачкой жидкости убедиться в отсутствии пробок в трубопроводах. Запрещается подогревать систему нагнетательных трубопроводов открытым огнем.

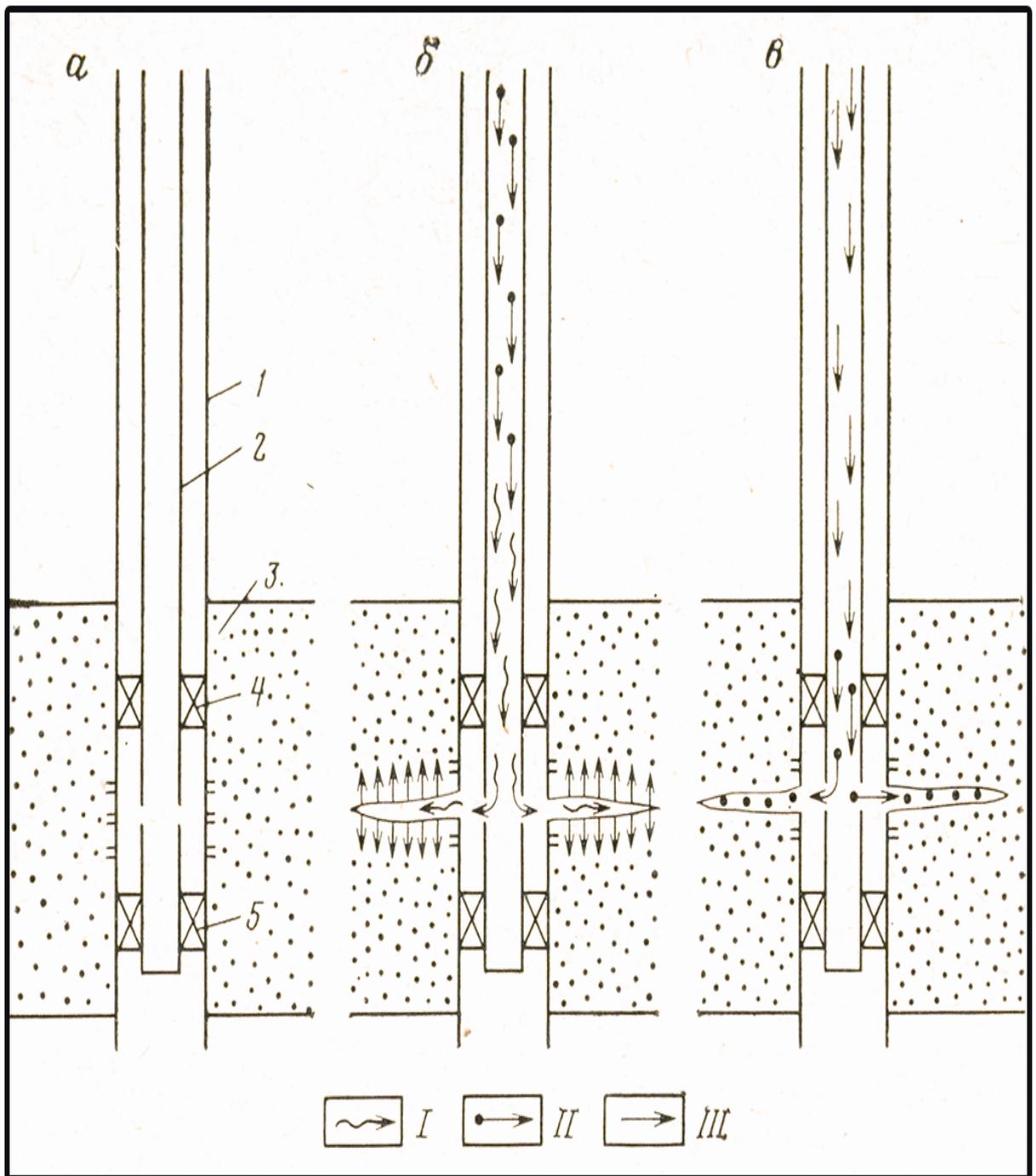


Рис.4.12. Схема проведения гидравлического разрыва пласта:
 а-установка пакера; б-создание трещины; в-закачка песка; 1-эксплуатационная колонна; 2-колонна труб; 3-продуктивный горизонт; 4-верхний пакер; 5-нижний пакер; I-жидкость разрыва; II-жидкость-песконоситель; III-промывочная жидкость

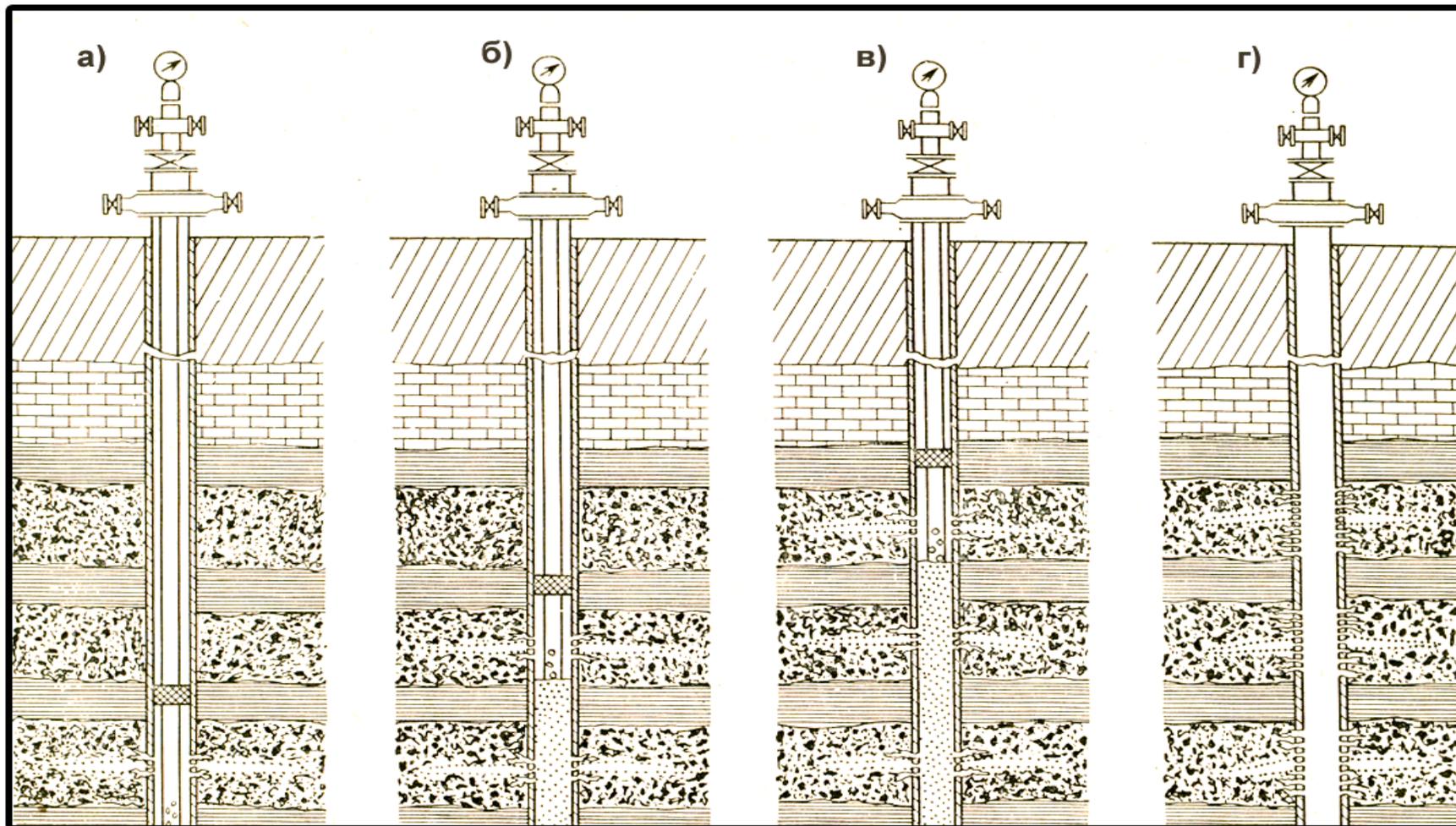


Рис. 4.13. Схема проведения поинтервального гидравлического разрыва пласта сверху вниз

Если продуктивный пласт достаточной толщины или состоит из отдельных, чередующихся прослоев песчаника и глины, то максимальный эффект от ГРП может быть получен при создании большого количества трещин, равномерно распределенных по высоте всех слоев продуктивного пласта. Для решения этой задачи проводят поинтервальный ГРП. Существует несколько его технологий. Одна из них предусматривает проведение ГРП, начиная с нижнего пропластка (рис. 4.13, а). При этом перфорируют нижний пропласток в требуемом интервале, устанавливают пакер и проводят ГРП. Далее колонну труб с пакером извлекают и подвергнутый интервал изолируют с помощью песка, засыпаемого в скважину (рис. 4.13, б). После этого вновь спускают перфоратор на меньшую высоту, соответствующую расположению лежащего выше пропластка, который вскрывают. Затем аналогичным образом проводят ГРП вскрытого пропластка (рис. 4.13, в).

Для каждого из обрабатываемых пропластков комплекс работ повторяют. Затем скважину промывают до забоя и вводят в эксплуатацию (рис. 4.13, г).

Если толщина пропластков глины и песчаника достаточно велика, то поинтервальный ГРП можно проводить с помощью сдвоенного пакера, при этом верхний пакер устанавливают несколько выше кровли пласта, а нижний чуть ниже его подошвы. Сдвоенный пакер позволяет исключить изоляцию ранее разорванных пропластков засыпкой песка и последующую промывку скважины.

При ГРП используют оборудование, схема расстановки (рис. 4.14) которого у устья скважины может изменяться в зависимости от параметров скважины и технологии проведения процесса.

В комплексе оборудования входят: насосные агрегаты УН1-630Х700А (4АН-700), пескосмесительные машины 4ПА, УСП-50, автоцистерны ЦР-500, ЦР-7АП, ЧЦР для транспортирования, а в ряде случаев и кратковременного хранения жидкостей, мани-фольд, арматура устья 2АУ-70 скважин, пакеры, якоря и другое оборудование.

Арматуру устья соединяют двумя трубопроводами с блоком манифольда, напорный коллектор которого отдельными трубопроводами соединен с насосными агрегатами.

Для обвязки оборудования с устьем применяют металлические трубы с шарнирными коленами. Перед началом работ обвязку спрессовывают (без скважины) на пробное давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое при разрыве пласта. К блоку манифольда подключают станцию контроля и управления для точного измерения расходов жидкости и ее давления.

В первый период ГРП (создания трещин) насосные агрегаты забирают рабочую жидкость непосредственно из емкостей или автоцистерн, далее на их прием подключают пескосмесительные агрегаты, имеющие запас песка и пополняющие его от песковозов, жидкость для приготовления смеси поступает от соответствующих цистерн. При закачке продавочной жидкости на прием насосных агрегатов поступает жидкость из других емкостей или резервуаров.

При гидроразрыве пласта насосные и пескосмесительные агрегаты монтируют в большем, чем необходимо по расчету, количестве на случай их выхода из строя во время проведения процесса или при необходимости получения большего расхода жидкости, чем положено по расчету. Технологические жидкости и песок также доставляют к скважине в

большем, чем необходимо, количестве, поскольку особенности протекания процесса ГРП предусмотреть с большой точностью весьма трудно.

Помимо перечисленного оборудования у устья скважины располагают агрегат подземного ремонта для проведения спуско-подъемных операций при промывке скважины, установке, срыве-якоря и т. п.

После ГРП на скважине остается агрегат подземного ремонта, насосная установка и емкость для воды, необходимые для окончательной промывки скважины и последующего ввода ее в действие.

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах, при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил:

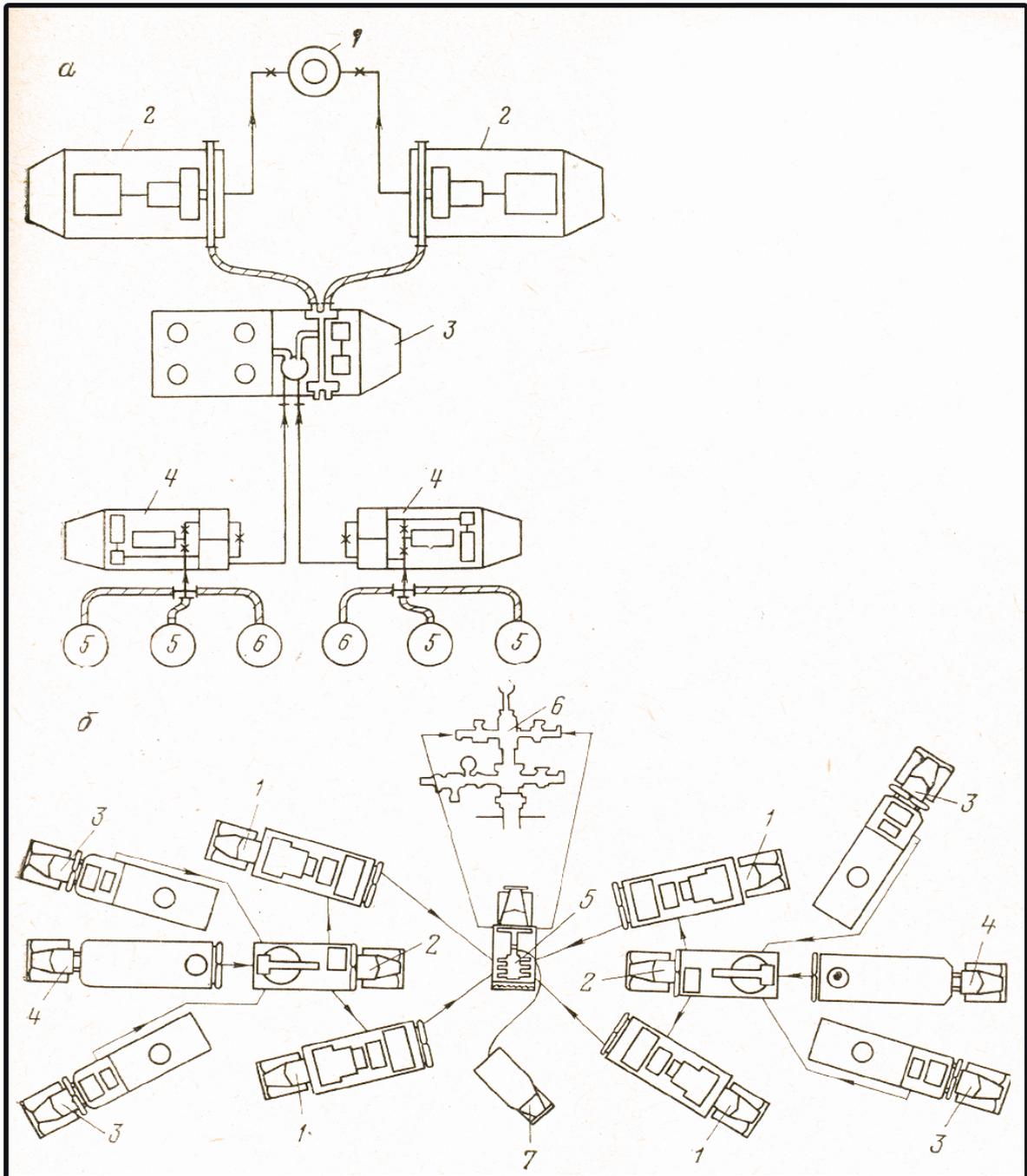


Рис. 4.14. Схема обвязки наземного оборудования при гидроразрыве пласта (ГРП)

1) Работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по технике безопасности.

2) Территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов.

3) Расстнавливают агрегаты, обвязывают все оборудование и опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ.

4) Насосные агрегаты должны иметь исправную контрольно-измерительную аппаратуру; предохранительные клапаны должны быть предварительно спрессованы, а их сброс должен быть обеспечен линией, отводящей жидкость под агрегат.

5) При опрессовке обвязки и пакера рабочие не должны находиться у устья скважины и у элементов обвязки. В это время запрещается проводить какие-либо работы с элементами обвязки.

6) Демонтаж оборудования разрешается только после снижения давления в нем до атмосферного.

4.9. Гидропескоструйная перфорация

Наиболее эффективно вскрытие продуктивного пласта, обсаженного колонной и зацементированного гидропескоструйной перфорацией. При этом образуются радиальные конусообразные полости длиной до 1 м и диаметром до 60 мм.

При гидропескоструйной перфорации в скважину на колонне НКТ спускают гидропескоструйный перфоратор, по которому от насосного агрегата под давлением до 30 МПа подают водопесчаную смесь, приготавливаемую пескосмесительными агрегатами. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта каналы (рис. 4. 15).

Гидропескоструйный перфоратор служит для создания каналов в скважинах с 146, 168 и 219-мм эксплуатационными колоннами. С его помощью вырезают окна в обсадных колоннах, расширяют забои необсаженных скважин. Основное назначение перфоратора — создание перфорационных отверстий.

Перфоратор (рис. 4.16) состоит из корпуса 2, в верхней и нижней частях снабженного коническими резьбами. С помощью резьбы в верхней части корпуса он соединяется с колонной бурильных труб, на которой спускается в скважину, с помощью нижней — с хвостовиком 6, имеющим перо, на котором установлен центратор 5. На боковой поверхности корпуса имеется шесть гнезд с конической резьбой, в которые вворачиваются узлы насадок 3 или заглушки. Насадки снабжены держателями с небольшими закраинами, предохраняющими корпус перфоратора от разрушения отраженной от стенки скважины струей жидкости. Насадки выполняются из прочного материала, устойчивого к воздействию водопесчаного потока, текущего во время перфорации в отверстиях насадок.

В корпусе перфоратора размещены два шариковых клапана 1, 4 различного диаметра, обеспечивающих возможность опрессовки колонны бурильных труб после спуска перфоратора, а также промывки скважины от песка.

В зависимости от вида выполняемых работ применяют насадки с различными диаметрами: для вырезки прихваченных в скважине труб—3

мм; для перфорации обсадных колонн и других работ, при которых расход жидкости ограничен—4,5 мм; для получения максимальной глубины каналов —6 мм.

Для повышения эффективности абразивного действия струи, истекающей из насадок, за счет исключения ее столкновения со струей отработанной

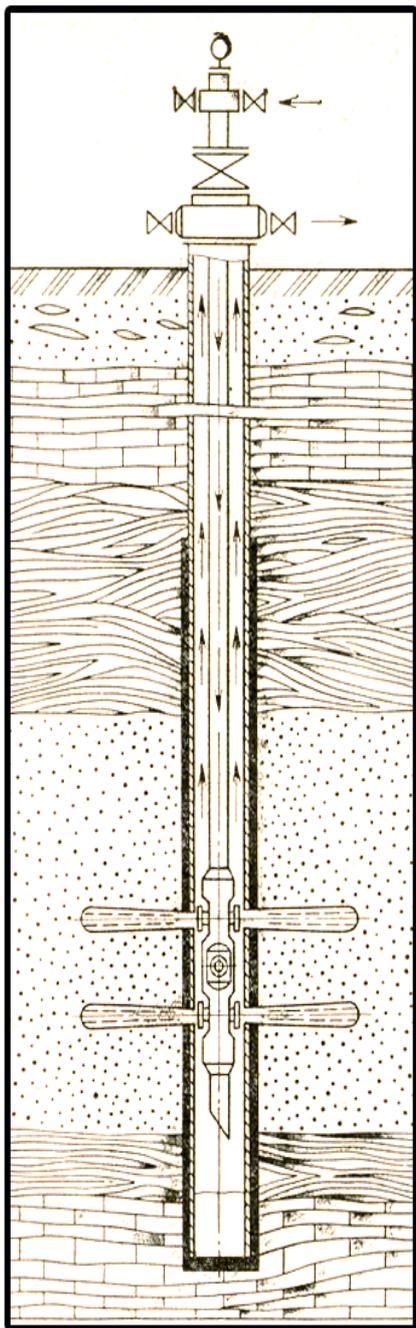


Рис. 4.15. Схема проведения гидropескоструйной перфорации

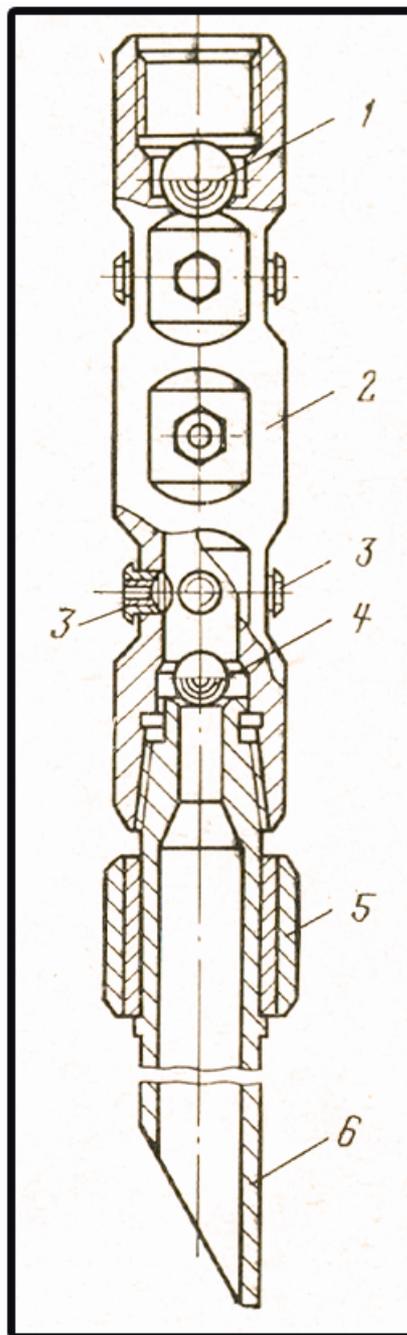


Рис. 4.16. Гидropескоструйный перфоратор

жидкости насадки устанавливают таким образом, чтобы угол наклона оси отверстия к горизонтальной плоскости составлял $2-3^\circ$.

При пескоструйной перфорации отсутствуют ударные волны, которые наблюдаются при пулевой и торпедной перфорациях, а поэтому не нарушается изоляция отдельных пропластков. Эффективность этого процесса не уменьшается с увеличением глубины залегания вскрываемого пласта.

Гидропескоструйная перфорация не дает высокого эффекта для пластов, ранее подвергавшихся солянокислотной обработке, гидравлическому разрыву, а также уже вскрытых пластов с высокопроницаемыми породами.

С помощью описанного комплекса оборудования, дополненного устройством для вертикального или кругового перемещения перфоратора, можно:

- создавать глубокие вертикальные или кольцевые щели;
- срезать обсадные, бурильные и насосно-компрессорные трубы в скважине;
- разрушать металлические предметы, находящиеся в скважине, цементные стаканы или твердые песчаные пробки.

Последовательность операций при гидропескоструйной перфорации следующая.

1) У устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта для спуско-подъемных операций, рядом со скважиной располагают и обвязывают насосный и пескосмесительные агрегаты.

2) На колонне насосно-компрессорных или бурильных труб спускают перфоратор с гидравлическим центратором, расположенным выше него. Расположение перфоратора относительно вскрываемого пласта определяют либо с помощью радиоактивного каротажа, либо точным измерением длины труб, на которых спускают перфоратор.

3) После спуска инструмента устье скважины обвязывают арматурой типа 2АУ-70, обеспечивающей возможность прямой и обратной промывки скважины.

4) Промывают скважину водой до забоя.

5) Спускают в скважину опрессовочный шаровой клапан и опрессовывают оборудование пробным давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза.

6) Обратной промывкой поднимают опрессовочный (верхний) клапан на поверхность.

7) Опускают в трубы клапан перфоратора (нижний).

8) Проводят пробную закачку жидкости без песка и уточняют режим работы насосных установок.

9) Начинают проведение гидроперфорации. При этом двумя-тремя агрегатами закачивают песчаную смесь, содержащую 50—100 кг песка на 1 м³ жидкости. Фракционный состав песка может изменяться от 0,2 до 1 мм. При вскрытии эксплуатационных скважин в качестве жидкости-песконосителя можно использовать дегазированную нефть, при проведении работ в нагнетательных скважинах, а также связанных с обрезкой колонн — воду. Подачи насосов составляет 3—4 л/с, что обеспечивает скорость истечения из насадок перфоратора 200—260 м/с при перепаде давления на них 18—22 МПа. Водопесчаная смесь образует углубления в стенке скважины со скоростью 0,6—0,9 мм/с. На обработку одного интервала пласта затрачивают 15—20 мин, после чего прокачку смеси прекращают и колонну труб вместе с перфоратором поднимают, устанавливая у следующего интервала. Процесс перфорации повторяют.

Одной из основных задач в процессе перфорирования является поддержание циркуляции жидкости-песконосителя. Потеря циркуляции, например, в результате поглощения жидкости высокопроницаемыми пластами может привести к появлению песчаных пробок.

10) После обработки всех интервалов потоком жидкости при обратной промывке поднимают обратный клапан и промывают скважину до появления чистой воды.

11) Устье скважины освобождают от арматуры, перфоратор извлекают из скважины и оборудуют ее для освоения и эксплуатации.

Для повышения эффективности гидравлической перфорации необходимо сократить непроизводительное время, на которое процесс перфорации прекращается для изменения глубины подвески перфоратора. Для этого применяют технологию непрерывного процесса.

В этом случае устье скважины оборудуют головкой с сальником, позволяющей агрегату подземного ремонта поднимать колонну НКТ, подвешенную на элеваторе. Жидкость подводят к колонне труб промывочным шлангом. При подобном оборудовании, возможно, проводить перфорацию колонны в интервале, соответствующем длине одной насосно-компрессорной трубы.

4.10. Кислотная обработка скважин

Кислотная обработка забоев скважин относится к химическим методам воздействия на пласт. При ее проведении химические агенты реагируют с породой пласта, с материалами и веществами, внесенными в призабойную зону и изменившими коллекторские свойства пласта в непосредственной близости от скважины.

Кислотную обработку применяют как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах. В первых — для увеличения дебита, во вторых — приемистости скважин.

Для обработки скважин применяют в основном соляную кислоту, которая, реагируя с известняками или доломитами, слагающими породу продуктивного пласта, образует осадки, хорошо растворимые в воде и легко удаляемые из призабойной зоны пласта. Реакция серной кислоты с этими материалами дает нерастворимые в воде осадки, которые будут закупоривать поры породы.

Обычно для обработки скважин используют 8—15%-ную соляную кислоту. Кислота более высокой концентрации, вступая в реакцию с металлическим оборудованием, быстро разрушает его, а менее высокой — снижает эффективность взаимодействия с породой пласта.

Объем раствора кислоты для обработки пласта обусловлен его толщиной, химическим составом породы, пористостью и проницаемостью пласта, а также числом предыдущих кислотных обработок.

В среднем на 1 м обрабатываемого интервала пласта требуется 0,4—1,5 м³ раствора, причем небольшие объемы применяют при первичной обработке малопроницаемых пластов. Чем больше проницаемость пласта, тем больший объем кислоты необходим для его обработки. По мере увеличения числа обработок также увеличивают и объем кислоты.

В раствор помимо соляной кислоты целесообразно добавлять ингибиторы, например уникол ПБ-5, которые при малой дозировке (0,1—0,5%) снижают коррозионное действие кислоты на оборудование в десятки раз.

Для изменения скорости реакции солянокислотного раствора, (увеличения в плотных слабо растворимых породах и уменьшения в хорошо растворимых) добавляют интенсификаторы, представляющие собой различные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Технология кислотной обработки скважин

На промыслах применяют следующие виды солянокислотных обработок: кислотные ванны; кислотные обработки под давлением; термохимические и термокислые обработки.

Наиболее широко распространены кислотные ванны, при которых раствор соляной кислоты заливают в скважину и оставляют там без продавливания его в пласт. Этот вид обработки самый простой. Его используют для очистки забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корки, смолистых веществ, отложений парафина и продуктов коррозии.

Перед кислотными ваннами скважину предварительно промывают от песка, продуктов коррозии и парафина. Необходимое количество раствора кислоты, приготовленного заранее на базе хранения кислот, доставляют в специальной цистерне и заливают в скважину.

Для реакции с породой кислоту оставляют в скважине на 24 ч, после чего проводят обратную промывку, очищая забой от загрязняющих веществ.

Перед кислотной обработкой у устья скважины монтируют агрегат подземного ремонта и располагают необходимое оборудование (рис. 4.17).

Обработку скважины осуществляют в три этапа.

1) Заполняют скважину жидкостью: в эксплуатационную скважину закачивают нефть (воду, если пластовое давление велико) до устойчивого переливания через отвод из затрубного пространства, в нагнетательную — воду.

2) При открытом затрубном пространстве закачивают расчетный объем раствора кислоты до заполнения ею объема скважины от забоя до кровли обрабатываемого пласта и полости спущенной колонны НКТ. Вытесняемую при этом из затрубья жидкость (нефть или воду) направляют в мерник, контролируя объем вытесненной жидкости. После закачки расчетного количества кислоты задвижку на отводе из затрубья закрывают.

3) Начинают вытеснять кислоту из скважины в пласт, для чего насосный агрегат закачивает продавочную жидкость в колонну НКТ до тех пор, пока весь объем кислоты не будет задавлен в пласт. В качестве продавочной жидкости на эксплуатационных скважинах применяют сырую дегазированную нефть, а на нагнетательных — воду. Если обработку кислотой проводят на скважине в первый раз, давление, развиваемое насосами при продавке, не рекомендуется развивать выше 8—10 МПа, при последующих обработках необходимо создавать высокое давление, обеспечивая при этом проникновение кислоты по пласту на максимальное расстояние от скважины.

4) После задавливания всего объема кислоты задвижку на устье закрывают и ожидают, пока не произойдет реакция.

5) С помощью спущенной колонны промывают скважину, удаляя продукты реакции кислоты. Затем скважина начинает эксплуатироваться.

Кислотную обработку под давлением применяют для неоднородных пластов с изменяющейся проницаемостью. Кислотной обработке под давлением также предшествуют гидродинамические исследования (определение коэффициента продуктивности, измерение статического и динамического уровней, забойного и пластового давлений и т.п.),

промывка скважины. При этом в скважину предварительно закачивают высоковязкую эмульсию типа кислота в нефти, в результате чего раствор кислоты проникает глубоко в пласт и охватывает малопроницаемые и удаленные от забоя участки, что повышает эффективность обработки.

При обработке у скважины устанавливают агрегат подземного ремонта и оборудование для проведения процесса: насосный агрегат, цементировочный агрегат, несколько емкостей (рис. 4.18).

Кислотную обработку проводят следующим образом.

1) Спускают до забоя колонну НКТ и промывают скважину.

2) В затрубное пространство закачивают порядка 2 м^3 легкого глинистого раствора плотностью $1,15\text{—}1,20 \text{ г/см}^3$ и 27 м^3 утяжеленного раствора. Для каждой скважины значения этих объемов уточняются при предварительных расчетах.

3) Закрыв кран на боковом отводе из затрубного пространства, при максимальном расходе закачивают в колонну НКТ приготовленную эмульсию типа кислота в нефти. Эмульсия в зависимости от индивидуальных особенностей скважины может содержать до 70—80 % соляной кислоты и стабилизировать термостойкими эмульгаторами.

Эмульсии готовят следующим образом: насосом кислотного агрегата прокачивают нефть из емкости в бункер, одновременно подавая малыми порциями раствор кислоты из емкости. Поскольку раствор кислоты имеет больший удельный вес, чем нефть, он попадает на прием насоса вместе с нефтью и в процессе перекачивания хорошо с ней перемешивается. После

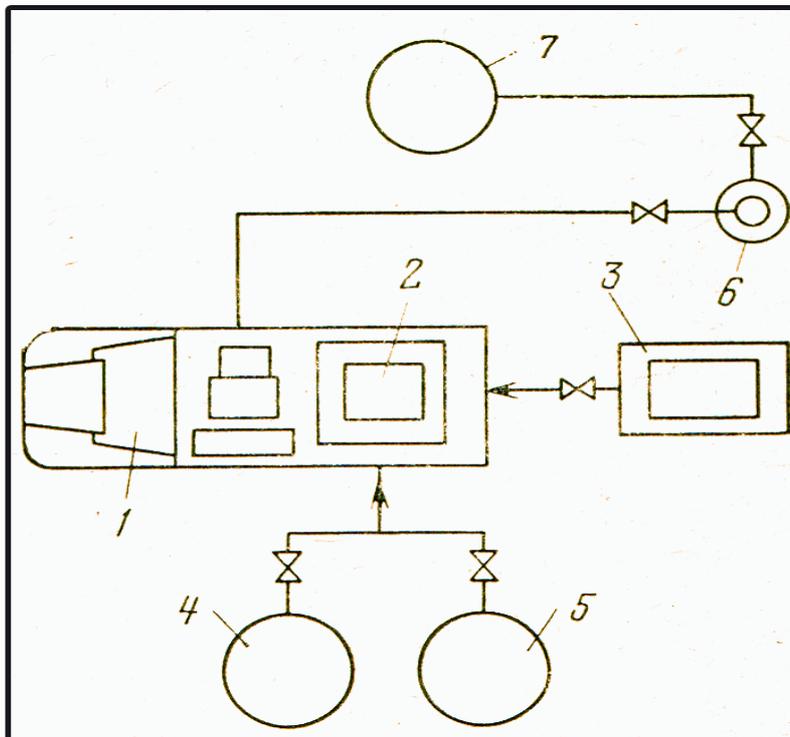


Рис. 4.17.
Расположение оборудования при проведении кислотной обработки:
1-насосный агрегат;
2-емкость для кислоты на агрегате;
3-емкость для кислоты на прицепе;
4-емкость для кислоты;
5-емкость для продавочной жидкости;
6-устье скважины;
7-мерник

образования эмульсии включают насос и перекачивают эмульсию в бункер, одновременно добавляя туда кислоту. Перекачивание эмульсии из емкости в емкость повторяют несколько раз до тех пор, пока не будет

получена эмульсия требуемой вязкости, после чего она готова для закачивания в скважину. Расход эмульсии при обработке одной скважины составляет 50—90 м³.

4) Закачанную эмульсию продавливают водой в пласт и закрывают скважину на время, необходимое для реакции (2—8 ч).

5) Открывают затрубное устройство и вытесняют глинистый раствор водой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.

Термокислотную обработку скважин проводят в тех случаях, когда поры продуктивного пласта у скважины покрыты отложениями парафина, смол и асфальтенов. При этом на забой скважины подают вещество (обычно магний), которое вступает в реакцию с соляной кислотой, сопровождающуюся выделением большого количества тепла. Тепло нагревает раствор кислоты, который смывает отложения со стенок скважины и взаимодействует с веществом, слагающим ее.

Одна из задач технологии термокислотной обработки скважины — ускорение реакции кислоты с магнием. Скорость реакции обусловлена, прежде всего, величиной поверхности контакта металлического магния с кислотой. Для ее увеличения необходимо закладывать бруски магния в контейнер таким образом, чтобы поверхность соприкосновения брусков была минимальной, или же использовать стружку магния, гранулы.

Прогрев прифилтрованной части пласта, и активное воздействие нагретой кислоты на породу может также осуществляться с использованием гранулированного магния по следующим схемам.

1) Внутрпластовая термохимическая обработка — гранулы магния в смеси с песком нагнетают в трещины пласта, после чего магний растворяется кислотой. При этом происходит разогрев значительного объема пласта, удаленного от скважины, а накопленное им тепло постепенно отдается потоку жидкости, направленному к скважине, который растворяет парафин.

2) Внутрискважинная термохимическая обработка — гранулированный магний и кислоту вводят в затрубное пространство напротив всей вскрытой толщины пласта. Реакция кислоты с магнием протекает во время прокачки ее через слой магния, послечего она поступает в пласт.

3) Термокислотная ванна — в заполненную фильтровую часть ствола скважины намывают гранулированный магний для реакции с кислотой.

Скважины обрабатывают в следующем порядке.

1) Заполняют скважину нефтью.

2) Внутрь колонны насосно-компрессорных труб на штангах опускают реакционный наконечник, загруженный необходимым количеством магния.

Обычно количество магния составляет 40 кг, при большой толщине пласта до 100 кг. Магний загружают в виде прутков диаметром порядка 30 мм. Для повышения эффективности процесса применяют магний в виде стружки или гранул, однако при этом необходимо использовать специальные дозирующие устройства.

3) Закачивают первую порцию раствора соляной кислоты, необходимую для первой — тепловой фазы обработки. При этом соляная кислота нагревается за счет реакции с магнием. Расход жидкости в первой фазе определяют исходя из количества выделяющегося тепла при химической реакции.

Режим закачки должен обеспечивать температуру кислоты, прореагировавшей с магнием, 75 °С, при этом она должна быть достаточно активной для реакции с породами пласта, поскольку после реакции ее концентрация уменьшается. Так, при использовании 15 %-ного раствора кислоты после реакции его с магнием и нагреве до 75 °С активность раствора соответствует 12%-ной концентрации.

4) Без остановки закачки при максимальной подаче насосов закачивают раствор кислоты для заключительной стадии обработки.

5) В скважину нагнетают продавочную жидкость и продавливают кислоту из полости НКТ в пласт. После этого скважину выдерживают, как при обычной кислотной обработке.

6) Прямым или обратным способом скважину промывают и пускают в эксплуатацию.

Пенокислотную обработку проводят на скважинах, многократно подвергавшихся кислотной обработке, или на скважинах продуктивный пласт которых неоднороден и состоит из пропластков с высокой и низкой проницаемостью.

При этом в призабойную зону пласта вводят аэрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте, который проникает в пласт глубже, чем обычный раствор кислоты, поскольку скорость реакции замедляют пены. Помимо этого, в призабойной зоне после окончания реакции происходит более полная очистка каналов от продуктов реакции породы с кислотой.

Последовательность выполнения операций при обработке скважин следующая:

1) У устья скважины устанавливают и обвязывают наземное оборудование — кислотный агрегат, компрессор, аэратор и др., а также агрегат подземного ремонта.

2) Извлекают из скважины насосное оборудование.

3) Одновременно с этим раствор соляной кислоты обрабатывают поверхностно-активным веществом.

4) В скважину закачивают нефть до уровня, соответствующего статическому.

5) Закачивают аэрированный раствор кислоты с добавкой ПАВ в скважину. Если давление на устье скважины меньше давления, которое обеспечивает компрессор, то кислотный агрегат и компрессор подключают к аэратору параллельно. Если же оно выше, то компрессор подключают к приему кислотного агрегата.

Соотношение объема воздуха и жидкости (с ПАВ) обычно поддерживают в пределах 15—25 к 1.

6) Кислотную пену продавливают в пласт продавочной жидкостью.

7) Скважину выдерживают под давлением на время, необходимое для реакции.

8) Промывают скважину для удаления непрореагировавшей кислоты и продуктов реакции. После этого извлекают оборудование, использовавшееся при проведении обработки.

9) Осваивают скважину и пускают ее в работу.

При кислотной обработке следует выполнять следующие правила техники безопасности.

Кислотную обработку скважин должна проводить подготовленная бригада под руководством мастера или другого инженерно-технического работника по плану, утвержденному главным инженером предприятия.

Слив кислот в емкости автоцистерны должен быть механизирован.

Для выливания кислоты из бутылей в мерник необходимо оборудовать удобную площадку, позволяющую работать на ней двум человекам. Переносят бутылки по трапам с перилами.

До закачки раствора кислоты в скважину нагнетательную линию спрессовывают на полутора кратное ожидаемое рабочее давление. На линии устанавливают обратный клапан.

Запрещается ремонтировать коммуникации во время закачки кислоты в скважину. При необходимости ремонта следует прекратить закачку кислоты, снизить давление до атмосферного, а коммуникации промыть водой.

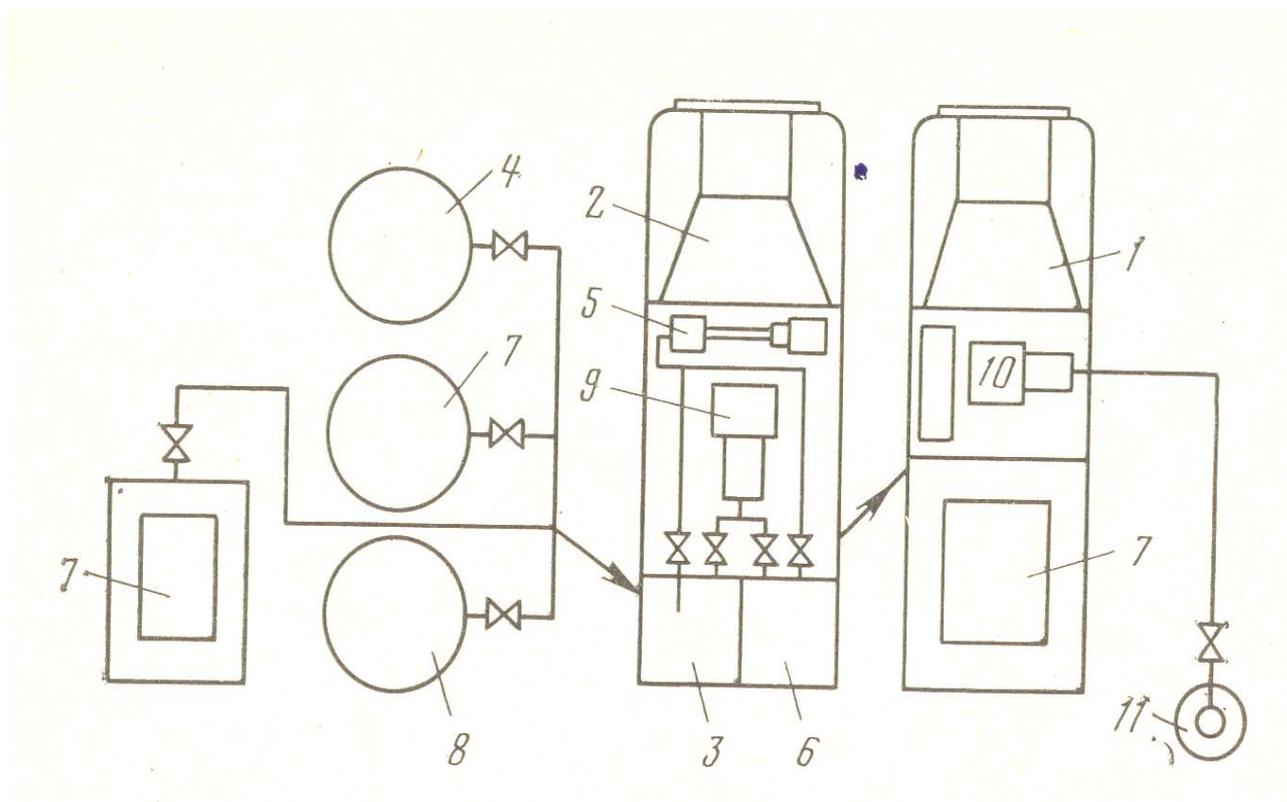


Рис.4.18. Схема обвязки наземного оборудования при кислотных обработках под давлением:

1-кислотный агрегат; 2-вспомогательный насосный агрегат; 3, 6-емкость; 4,7,8-стационарная емкость; 5,10-насос; 11-скважина

На месте работы с кислотой должен быть необходимый запас воды.

Запрещается закачивать кислоту при силе ветра более 12 м/с, при тумане и в темное время суток.

После окончания работ по закачке кислоты в скважину оборудование и коммуникации следует тщательно промыть водой.

4.11. Ловильные работы

Работам по капитальному ремонту скважины предшествуют обследование и при необходимости ремонт устья скважины. Как правило, все скважины оборудованы колонными головками, связывающими обсадные колонны и герметизирующими пространство между ними.

При обследовании проверяют герметичность соединения пьедестала с эксплуатационной колонной и осматривают внутреннюю поверхность пьедестального патрубка. Если он изношен, поверхность сильно корродирована, то его заменяют.

В колонных головках с клиновой подвеской эксплуатационной колонны проверяют герметичность соединения колонны с катушкой и прочность соединения с эксплуатационной колонной — не сорвалась ли она с клиньев.

Обследование скважины

Перед капитальным ремонтом, а также в процессе его выполнения между отдельными операциями скважину обследуют. По результатам обследования: устанавливают место и характер повреждения эксплуатационной колонны (смятие, слом, продольное разрушение); определяют расположение внутрискважинного оборудования, песчаных и цементных пробок или посторонних предметов в скважине; оценивают состояние поверхности эксплуатационной колонны, наличие на ней различного рода отложений, а также состояние фильтра скважины.

Скважины нужно обследовать перед любыми операциями подземного ремонта, однако в наибольшем объеме его проводят перед ловильными работами.

Обследование начинают со спуска на бурильных трубах шаблона — металлического цилиндра со сквозным промывочным отверстием, нижняя часть которого и часть боковой поверхности покрыты свинцом. Диаметр шаблона выбирают в соответствии с диаметром эксплуатационной колонны.

При медленном спуске шаблона следят за изменением показаний индикатора веса и после остановки шаблона его извлекают из скважины, по результатам осмотра его наружной поверхности составляют план дальнейшего обследования.

Расположение посторонних предметов определяют с помощью печатей — плоских и конусных.

При исследовании фонтанных и компрессорных скважин лебедку для скважинных измерений следует устанавливать с наветренной стороны на расстоянии не менее 25 м от устья скважины так, чтобы оператор, управляющий лебедкой, видел устьевой фланец скважины с роликом или лубрикатор. Спускать скважинные приборы при неисправном счетчике запрещается. В случае выхода из строя счетчика во время спуска и подъема прибора дальнейший подъем должен осуществляться ручным приводом.

В процессе монтажа и демонтажа лубрикатора скважинный прибор устанавливают на полностью закрытую буферную задвижку. Перед его извлечением давление в лубрикаторе снижают до атмосферного через запорное устройство, установленное на отводе. При подъеме прибора из скважины лебедкой с ручным приводом следует включить храповое устройство.

При спуске и подъеме скважинного прибора запрещается подходить к кабелю или проволоке-канату и браться за него руками.

В процессе эксплуатации скважин, проведения различных работ по текущему ремонту, воздействию на пласт и т. п. могут происходить неполадки, приводящие к разрушению, прихвату и другим явлениям, в

результате чего часть внутрискважинного оборудования остается в скважине и не может быть извлечена обычными методами.

Наиболее часто встречаются следующие виды аварий.

При эксплуатации скважин:

прихват одного или двух рядов НКТ в результате образования сальника из продуктов коррозии труб или песчаной пробки;

полет одного или двух рядов НКТ;

прихват колонны НКТ со скважинным насосом и защитным приспособлением в результате образования песчаной пробки;

полет НКТ со скважинным насосом и штангами;

обрыв колонны насосных штанг;

полет агрегата ЭЦН вместе с кабелем или без него;

обрыв кабеля.

При текущем ремонте:

обрыв каната во время чистки песчаной пробки пикой или желонкой;

обрыв колонны промывочных труб при промывке песчаной пробки;

обрыв каротажного кабеля при исследовании скважины;

падение в скважину предметов при спуско-подъемных работах.

Анализ перечисленных, наиболее часто встречающихся аварий показывает, что при ремонте необходимо выполнять следующие операции:

1) расхаживание, т. е. медленное перемещение внутрискважинного оборудования при приложении к нему усилий, соизмеримых с максимальными, обусловленными прочностью труб;

2) захват и освобождение с помощью инструмента колонны штанг или труб, находящейся в скважине. Причем зона, за которую проводится захват, может иметь резьбу (отвинченная муфта), не иметь ее (разрушение произошло по телу трубы или штанги), или быть значительно деформированной.

3) отделение верхней части колонны (отвинчивание или отрезка) от нижней;

4) обработку верхнего деформированного торца упавшей части колонны для возможности проведения дальнейших работ по ее извлечению;

5) определение состояния и характера разрушения верхнего торца упавшей части колонны;

6) захват инструментом отдельных мелких предметов или канатов, кабелей и т. д.

При ловильных работах используют: для подъема и спуска труб и штанг — агрегаты для текущего и капитального ремонтов скважин, гидравлические домкраты; для промывки скважины — промывочные агрегаты; для захвата внутрискважинного оборудования — метчики, труболовки, колокола и т. п.

Инструмент и приспособления для выполнения этих основных операций были описаны в предыдущей главе.

Рассмотрим технологии проведения наиболее часто встречающихся ловильных работ.

Извлечение, из скважины колонны НКТ, прихваченных песком

Характерной особенностью этих работ является то, что в начале их выполнения верхний конец колонны труб находится у устья скважины.

Прихват колонны труб может произойти в результате эксплуатации скважины при совместном поступлении из пласта песка и жидкости, нарушении циркуляции при гидроразрывной перфорации или гидравлическом, разрыве пласта.

При извлечении колонны натяжной и обрывом верхний конец колонны труб при помощи талевого системы или домкратов тянут до тех пор, пока колонна не оборвется. Оторвавшуюся часть колонны поднимают из скважины, после чего в нее на бурильных трубах спускают ловильный инструмент и захватывают верхний конец оставшихся в скважине труб. Далее колонну тянут вверх до обрыва находящейся в скважине извлекаемой: колонны НКТ. После этого операции повторяют до тех пор, пока колонна НКТ не будет извлечена из скважины полностью. Прочность бурильной колонны и ловильного инструмента должна быть при этом больше прочности колонны извлекаемых труб. Описанный метод извлечения нельзя применять: в сильно искривленных и наклонно-направленных скважинах, где значительная часть растягивающего усилия идет на преодоление сил трения;

при обрыве труб большого диаметра на большой глубине, так как эффективность данного метода низкая из-за того, что извлечение колонны будет происходить небольшими частями.

Натяжку колонны для обрывов, особенно на большой глубине, лучше всего проводить гидравлическими домкратами, поскольку для этого необходимо иметь вышку большой грузоподъемности, а в момент обрыва труб в результате упругости грузоподъемной системы происходит подсакивание талевого блока и взаимодействие каната с блоками может быть нарушено.

Использование описанного метода приводит, как правило, к полному выходу из строя извлекаемых труб, и его следует использовать только тогда, когда все остальные методы не дали положительного результата.

При извлечении колонны отвинчиванием, варьируя величиной растягивающей нагрузки и крутящего момента, можно отвинчивать трубы в заданном интервале глубины. Для этого в скважину спускают бурильные трубы и ловильный инструмент с левыми резьбами. После спуска ловильного инструмента захватывают верхний конец труб. Далее с помощью ротора вращают бурильные трубы против часовой стрелки на 10—20 оборотов, после чего расхаживают колонну, создавая максимально допустимую нагрузку. Если обрыва ловимых труб не происходит, то опять чередуют вращение труб с расхаживанием, пытаясь оборвать частично развинченные соединения.

При вращении необходимо контролировать величину крутящего момента, так как для резьбовых соединений, подвергнутых коррозии, его величина может превысить допустимую для тела труб.

Если раскрепить резьбовые соединения извлекаемой колонны не удастся после 5—6 циклов растяжения и вращения, то целесообразно использовать инструмент — раскрепитель резьбы. Он не имеет резьбы и передает крутящий момент к извлекаемой колонне посредством трения. Раскрепитель опускают на бурильных трубах и, создав на него осевую нагрузку, вращают в течение одного часа. При вращении инструмента происходят колебания колонны и некоторые резьбовые соединения ослабляются. После этого спускают ловильный инструмент и отвинчивают часть ловильных труб.

В тех случаях, когда отвинчивание невозможно, аварийную колонну разрушают на заданной глубине специальными кумулятивными торпедами, обеспечивающими в результате взрыва кольцевой надрез трубы, отрезают их при помощи гидropескоструйного перфоратора или специального режущего инструмента.

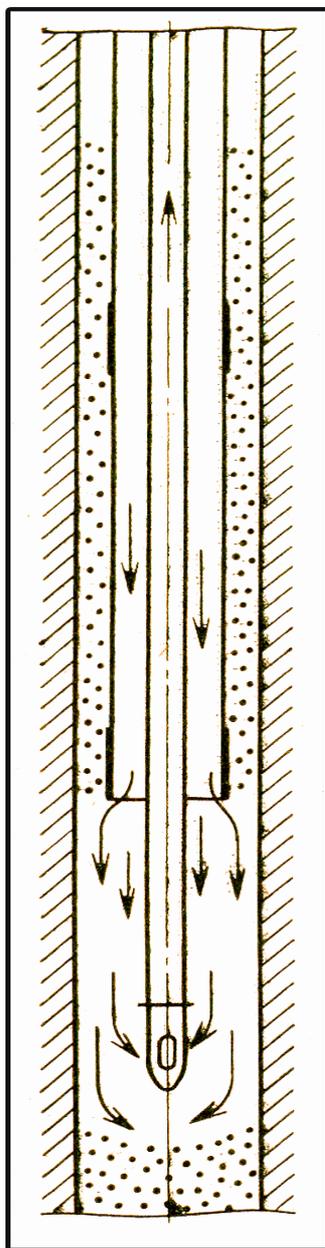


Рис.4.19. Схема промывки при освобождении прихваченных труб

Извлечение из скважины труб многорядного подъемника

В процессе эксплуатации скважины компрессорным способом в скважину могут быть спущены два ряда труб при этом могут возникнуть следующие варианты прихвата: прихват только первого или только второго ряда, прихват обоих рядов.

В случае прихвата первого ряда труб необходимо убедиться в том, что второй ряд свободен, для чего дать ему натяжку. После этого в скважину закачивают воду и второй ряд труб извлекают. Далее приступают к извлечению первого ряда труб по описанным ранее технологиям.

Извлечение упавших труб

Технология извлечения в значительной степени определяется состоянием колонны, зависящим от высоты падения, кривизны ствола скважины, характеристик жидкости, заполняющей ее.

При падении с большой высоты в пустую скважину нижние трубы от удара о забой сминаются и их ось искривляется в виде спирали, возможно также образование лент в результате разрушения труб вдоль образующей. Верхняя часть колонны обычно бывает недеформированной.

Трубы малых диаметров могут установиться в эксплуатационной колонне в несколько рядов.

Технология извлечения упавших труб отличается от приведенной выше тем, что на первом этапе определяют глубину нахождения верхнего конца колонны и его состояние. Нарушения конца труб бывают следующие: разрыв по поперечному сечению трубы с сохранением правильной формы; разрыв со смятием внутрь или наружу. Определяют форму разрушенного сечения трубы с помощью печати.

Помимо печати могут быть использованы специальные спускаемые в скважину глубинные фотоаппараты и телекамеры. Их применение резко

ускоряет время исследований и повышает их точность.

Печать опускают на колонне буровых труб, устанавливают на торце

исследуемого объекта и прижимают к нему с усилием 20 кН. После этого ее извлекают на поверхность и по отпечатку, оставшемуся на ее поверхности, определяют особенность разрушения торца трубы.

В зависимости от формы разрушенного сечения на колонне бурильных труб спускают режущий инструмент — торцевой фрезер или райбер — и обрабатывают торец труб так, чтобы можно было пропустить внутрь или накрыть его ловильным инструментом.

После извлечения режущего в скважину спускают ловильный инструмент, с помощью которого захватывают верхнюю трубу и, отвинтив ее, извлекают на поверхность. При этом стараются избегать приложения больших нагрузок, поскольку верхняя разрушившаяся труба может иметь трещины, расслоения и другие дефекты, не позволяющие прикладывать к ней усилия, необходимые для извлечения всей колонны. Далее извлекают оставшуюся колонну. Она может разрушиться особенно при использовании внутренних метчиков на отдельные продольные ленты.

Верхнюю недеформированную часть колонны упавших труб после захвата ловильным инструментом обычно удается извлечь с помощью домкратов, оторвав ее от нижней заклиненной части. Оставшиеся деформированные трубы извлекают небольшими частями по одной - две, отвинчивая или отрывая их от нижней части колонны.

Оставшиеся на забое ленты извлекают с помощью пауков или захватывают колоколами, магнитными фрезерами.

Извлечение упавших насосных труб и штанг

При эксплуатации скважины штанговым насосом или в период подземного ремонта наиболее часто встречаются следующие аварии:

обрыв или развинчивание штанг в процессе работы штанговой насосной установки;

падение колонны штанг при спуско-подъемных операциях;

при этом если падение происходит с большой высоты, то нижняя часть колонны НКТ вместе с насосом может оборваться и полететь в забой;

падение колонны НКТ вместе с насосом и штангами.

В указанных случаях взаимное расположение штанг и НКТ может быть следующим:

штанги находятся внутри труб;

штанги выпадают из труб и располагаются в скважине рядом: с ними;

штанги скручиваются в спираль, устанавливаются в два или более рядов, образуют плотные клубки из сломанных и погнутых штанг.

При обрыве или развинчивании штанг в процессе эксплуатации ШСНУ они падают на высоту, не превышающую длину хода плунжера, и сохраняют свою прямолинейную форму. Зная диаметр штанг и характер разрушения колонны, применяют ловители различных конструкций — простые и комбинированные, позволяющие захватывать штангу за тело или муфту, а также шлипсы.

Если штанга находится в эксплуатационной колонне рядом с колонной НКТ и ее конец располагается выше конца упавших труб, то работы по их извлечению осложняются, поскольку при взаимодействии с печатью или ловильным инструментом их концы могут погнуться. Если при этом штанга прижата к стенке трубы, то применение штангового шлипса, как правило, не дает эффекта и необходимо использовать «счастливый»

крючок. Его спускают на колонне бурильных труб до верхнего конца аварийных штанг, поворачивают ротором и приподнимают. Если индикатор веса показывает увеличение нагрузки, то начинают осторожный, без рывков, подъем колонны, если нет — повторяют операцию: опускают колонну и вращают ее ротором, пока не произойдет захват.

Плотный клубок штанг извлекают с помощью обжимной коронки и колокола. При этом сначала обжимной коронкой придают верхней части клубка штанг цилиндрическую форму, а затем захватывают его колоколом.

Если все операции не дают эффекта, ствол скважины очищают от смятых штанг обработкой торцевыми фрезами. На эту меру приходится идти только в крайнем случае, поскольку их применение может привести к повреждению эксплуатационной колонны.

Извлечение упавшей установки ЭЦН

Причиной падения на забой УЭЦН в процессе работы является обрыв НКТ в одном из резьбовых соединений в результате их неудовлетворительной выбраковки. При этом возможны следующие варианты соотношений длин оборванных труб и кабеля (рис. 4.20):

обрыв НКТ в верхней части при обрыве кабеля в нижней части (рис. 4.20, а);

обрыв НКТ в верхней части при обрыве кабеля выше места обрыва колонны (рис. 4.20, б);

обрыв НКТ в нижней части с обрывом кабеля в верхней части и падение его на трубы с образованием сальника (рис. 4.20, в);

обрыв НКТ в нижней части при обрыве кабеля с образованием сальника в нижней части колонны (рис. 4.20, г).

при этом хомуты, крепившие оторванный кабель к колонне, отрываются и остаются в эксплуатационной колонне.

Как и во всех остальных случаях, работу по извлечению оборудования начинают с определения точного положения места обрыва и расположения верхнего конца труб относительно устья скважины.

При аварии с расположением НКТ и кабеля по первому варианту в скважину спускают на бурильных трубах наружную труболовку, которую сажают на верхний конец извлекаемых труб.

Поднимают колонну на поверхность до появления кабеля медленно без рывков во избежание образования сальников из кабеля при прохождении им стыков эксплуатационной колонны. После появления кабеля его наматывают на барабан, и процесс подъема идет так же, как при обычном подъеме ЭЦН. Особое внимание при этом следует уделять контролю за показаниями индикатора веса: увеличение нагрузки свидетельствует о заклинивании хомутов, упавших на насос.

При аварии с расположением кабеля по второму варианту сначала пытаются с помощью крюка поднять его. Если это не удастся, то в скважину опускают фрезу и срезают кабель до муфты, после чего проводят работы по описанной выше технологии.

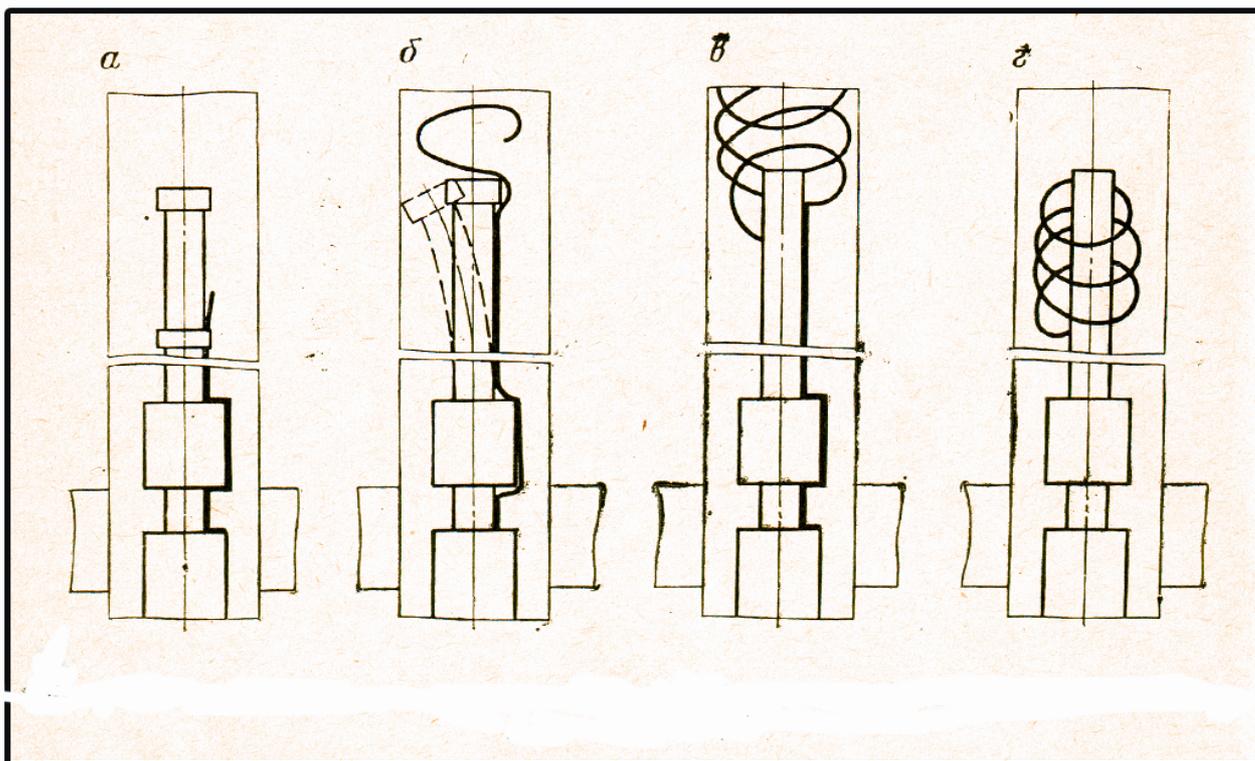


Рис. 4.20. Возможные обрыва НКТ и кабеля в скважинах, оборудованных

ЭЦН

Наиболее трудоемкими и сложными являются два оставшихся случая. Для их устранения необходимо сначала ликвидировать сальники из кабеля, для чего используют пауки с внутренними зубьями или удочки. Ее спускают на колонне бурильных труб вместе с воронкой, центрирующей ее, и после посадки на сальник захватывает петли кабеля и поднимает его наверх.

При образовании сальника ниже места разрушения труб спускают труболовку, отвинчивают трубы, находящиеся выше или рядом с сальником, и поднимают их на поверхность. После этого работы ведут так же, как в предыдущем случае.

При заклинивании агрегата в процессе подъема колонны в результате попадания в зазор между ним и эксплуатационной колонной посторонних предметов колонну расхаживают в сочетании с обратной промывкой.

Извлечение каната и каротажного кабеля

Аварии подобного рода происходят в результате прихвата в эксплуатационной колонне спускаемых на канате или кабеле приспособлений и приборов.

В этом случае на бурильных трубах спускают канаторезку. Перед ее спуском верхний конец кабеля пропускают через окно в кожухе и при спуске канаторезки держат в натянутом состоянии. После подхода канаторезки к прихваченному инструменту канат натягивают, приподнимают бурильные трубы — канат обрывается. После этого из скважины поднимают сначала канат, потом канаторезку и приступают к ловле прихваченного инструмента.

При заклинивании прибора, спущенного на каротажном кабеле, его

пропускают у устья в отверстие воронки, которую спускают на бурильных трубах. Во время спуска кабель держат в натянутом состоянии. После достижения воронкой прихваченного прибора ротором поворачивают колонну бурильных труб на 10—12 оборотов, наматывая на них кабель, и приподнимают трубы, в результате чего кабель обрывается.

Извлечение каната или кабеля, упавшего в скважину и образовавшего сальник, проводят с помощью удочек и центрирующих воронок аналогично извлечению кабеля ЭЦН. Широко распространены удочки с подвижными крючками, выходящими при перемещении ее вверх и подхватывающими витки каната.

При ловле канатов и кабелей следует избегать применения металлорежущих инструментов, поскольку образующиеся при их работе мелкие частицы металла, кусочки стальной проволоки не выносятся циркулирующей промывочной жидкостью на поверхность, а падают вниз и могут образовать пробку — так называемое «железное» дно, удаление которого весьма сложно.

Очистка от посторонних предметов

Посторонние предметы в скважине — это желонки, скважинные насосы, различный инструмент (ключи, кувалды, звенья цепных ключей, сломанные сухари и плашки и т. п.). Извлечение этих предметов обычно затруднено тем, что точно неизвестно, какими именно предметами забит ствол скважины и в каком порядке они располагаются.

Перед очисткой в скважину спускают печать, обследуя которую после подъема на поверхность, определяют форму и размеры предметов. Пробку, состоящую из мелких предметов, поднимают с помощью пауков или промывкой, предварительно раздробив их долотами или фрезерами.

Если скважина имеет зумпф достаточной глубины, то пробку стараются протолкнуть вниз до забоя скважины.

4.12. Ремонтно-изоляционные работы

В процессе эксплуатации скважины рано или поздно в нее начинает поступать вода. Вода может поступать (рис. 4.21): через цементный стакан на забое скважины, через отверстия фильтра вместе с нефтью, дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, раковины в металле, негерметичные резьбовые соединения). Эти дефекты возникают при некачественном цементировании, коррозии колонны под действием омывающих ее минерализованных пластовых вод. Нарушения могут возникнуть в процессе освоения скважины или при текущем и капитальном ремонтах.

Помимо этого возможен переток воды из одного пласта в другой, происходящий в результате их вскрытия в процессе бурения скважины и отсутствия изоляции друг от друга цементным камнем. Хотя в этом случае пластовая вода и не поступает внутрь необходима для охраны недр.

При изоляционных работах приходится выполнять изоляцию верхних вод, нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных вод, отдельных пластов и вод, поступающих через соседнюю скважину.

Ремонтно-изоляционным работам предшествует определение места дефекта в эксплуатационной колонне, его характера и глубины расположения. Если колонна смята, то обследование печатями может дать необходимые исходные данные. Однако в большинстве случаев оно не дает результатов, поскольку место притока неоднозначно связано с деформированным участком колонны.

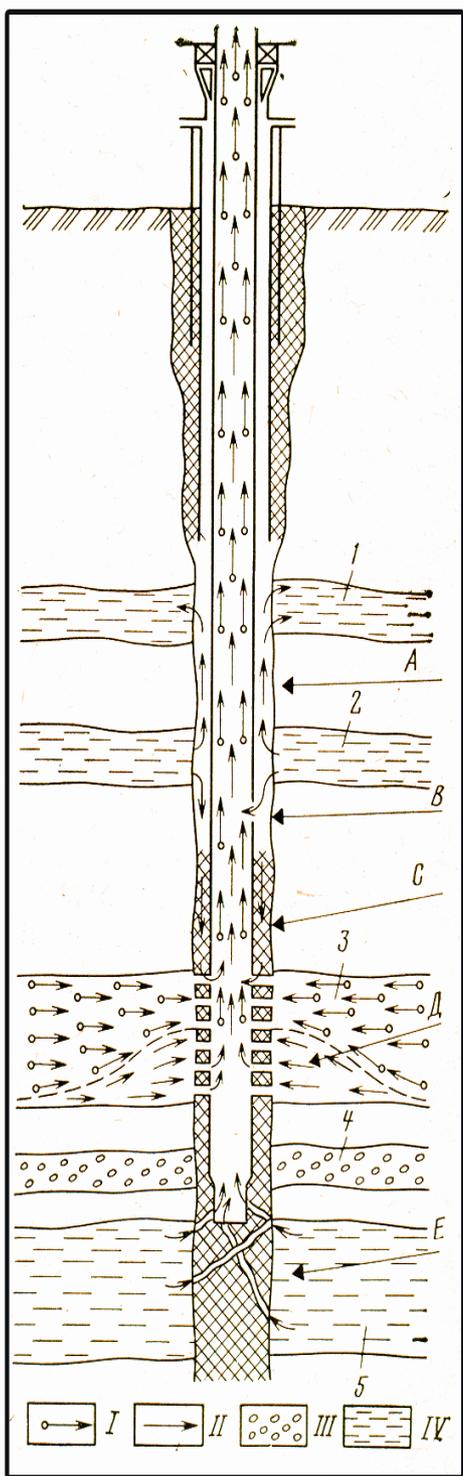


Рис. 4.21. Возможные пути движения пластовых вод при эксплуатации скважины

I-продукция скважины; II- вода; III-нефть в изолированном пласте; IV-вода в изолированном пласте; В-прорыв верхних вод между пластами; В-прорыв верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне; С-прорыв верхних вод через дефект цементного кольца; Д-подошвенные воды; Е-нижние воды, поступающие через дефект в цементном стакане

Наиболее надежным способом определения дефекта является изоляция существующего фильтра и испытание колонны на герметичность опрессовкой или снижением уровня жидкости в скважине. При этом расположение дефекта эксплуатационной колонны определяют дебитомером, который медленно опускают в скважину. Пока прибор находится выше дефекта, он регистрирует поток жидкости, направленный вверх по стволу скважины, находясь ниже дефекта, он не регистрирует движения жидкости. Если колонна имеет несколько дефектов, то у каждого из них показания дебитомера будут скачкообразно изменяться. Зарегистрировав глубину расположения дебитомера и его показания, можно определить характер расположения дефектов в колонне.

Место расположения дефекта может быть также определено с помощью резистивиметра, регистрирующего сопротивление воды, поступающей в скважину, электротермометра, закачкой радиоактивных изотопов и рядом других способов.

Независимо от конкретных задач, решаемых при изоляции пласта, по своему назначению они могут быть разделены на три группы:

- исправление негерметичного цементного кольца или создание его вновь;

- устранение дефекта в эксплуатационной колонне;

- изоляция существующего фильтра и возврат скважины на выше- или нижележащий пласт.

При изоляционных работах одной из основных и наиболее ответственных операций является цементирование. Поскольку приходится цементировать дефекты уже имеющегося цементного кольца или существующий фильтр, применяют специальные сорта цементов, которые при их схватывании с имеющимся цементным камнем образуют однородную по физико-химическим свойствам непроницаемую корку на поверхности пористой породы пласта, не проникающую в него. В процессе цементирования необходимо применить специальную арматуру устья для скважин (используемую при гидроразрыве пласта), колонну заливочных труб, собираемую из насосно-компрессорных или бурильных труб, пакеры, цементировочные желонки и агрегаты.

Перед цементированием рассчитывают объем необходимых материалов, время проведения процесса и т. д.

Закачка цементного раствора в заколонное пространство предусматривает предварительное создание в эксплуатационной колонне специальных отверстий.

Для перфорации используют кумулятивные и гидропескоструйные перфораторы, причем последний обеспечивает более рациональную грушевидную форму отверстий (см. рис. 1.3), которая хорошо заполняется цементным раствором, в результате чего цементный камень оказывается надежно закрепленным и не выпадает в ствол скважины. При использовании кумулятивных перфораторов образуются конические полости, основание которых находится у скважины. Цементный камень может легко выпасть из таких углублений и открыть путь для притока посторонней воды в скважину.

Помимо этого гидропескоструйная перфорация позволяет создавать путем поворота и перемещения перфоратора полости различной формы — кольцевые и радиальные.

Изоляцию верхних вод, если они проникают из пласта 2 через дефект в эксплуатационной колонне, осуществляют:

заливкой водоцементного раствора через дефект в колонне и последующим разбуриванием цементного стакана;

заливкой водоцементного раствора с последующим выливанием: излишка раствора;

спуском дополнительной предохранительной колонны с последующим цементированием;

установкой пакеров.

Если вода поступает по заколонному пространству через отверстия фильтра, то фильтр скважины (на высоту продуктивного пласта) изолируют песчаной пробкой и при необходимости создают цементный стакан. Его верхняя граница должна располагаться ниже дефекта в колонне или перфорационных отверстий, из которых поступает вода.

После затвердения цемента колонну спрессовывают на герметичность и после предварительной промывки с помощью заливочных труб закачивают под давлением цементный раствор в дефект колонны. Когда цемент затвердеет, цементную пробку разбуривают, песок промывают и пускают скважину в эксплуатацию, контролируя состав ее продукции. Сопоставление содержания воды в продукции скважины до и после ремонта позволяет судить об эффективности работ.

Если вода поступает по заколонному пространству через отверстия фильтра, изоляцию осуществляют: нагнетанием цементного раствора через отверстия фильтра с последующим разбуриванием или промывкой излишка раствора или нефтецементного раствора через отверстия фильтра с последующей промывкой (в пластах с низким пластовым давлением).

Изоляция нижних вод зависит от места их проникновения в эксплуатационную колонну. При попадании их через цементный стакан на забое скважины из пласта 5 последний разбуривают до забоя и промывают. После этого его цементируют с помощью желонки (в мелких и средних скважинах) или заливочными трубами (в глубоких скважинах).

В первом случае цементный раствор доставляют на забой с помощью цементировочной желонки, в нижней части которой имеется клапан, открывающийся при установке на забой. Во втором случае в эксплуатационную колонну спускают заливочные трубы, по которым на забой закачивают необходимый объем цементного раствора. После этого раствор, находящийся в трубах, выдавливают продавочной жидкостью, трубы поднимают и скважину осваивают.

Нижние воды, проникающие через дефекты вдоль эксплуатационной колонны, можно изолировать через специальные отверстия, предварительно перфорируемые в колонне между продуктивным и водонасыщенным пластом.

При использовании извлекаемого пакера поступают следующим образом. В скважину на заливочных трубах спускают извлекаемый пакер и устанавливают его между фильтром скважины и специально перфорируемыми отверстиями в колонне. После герметизации кольцевого пространства нагнетают воду в заливочные трубы и промывают каналы в заколонном пространстве, по которым происходил ток жидкости. При этом промывочная вода поступает в заколонное пространство через перфорированные отверстия и, пройдя по заколонным каналам, выходит в пространство над пакером.

После промывки по заливочным трубам закачивают цементный раствор, который продавливают через перфорированные отверстия в промытые заколонные каналы. Давление продавки должно быть не менее 5 МПа на 1 м высоты цементного кольца. В результате сеть имеющихся трещин заполняется цементным раствором. После продавливания давление снижают, поднимают пакер на нужную глубину и вымывают излишний цементный раствор.

Одним из недостатков описанной технологии является уменьшение давления на цементный раствор до его затвердевания, в результате чего возможна отдача пласта — частичное или полное выдавливание раствора под действием упругих сил горной породы.

Для исключения этого явления используют технологию с неизвлекаемым пакером (рис. 4.22), при которой изоляция продуктивного пласта I от водоносного II, сообщаемых друг с другом: каналом III, обеспечивается:

созданием с помощью гидropескоструйного перфоратора 2, спущенного на заливочных трубах 1, специальных отверстий (рис. 1.22, а); спуском на

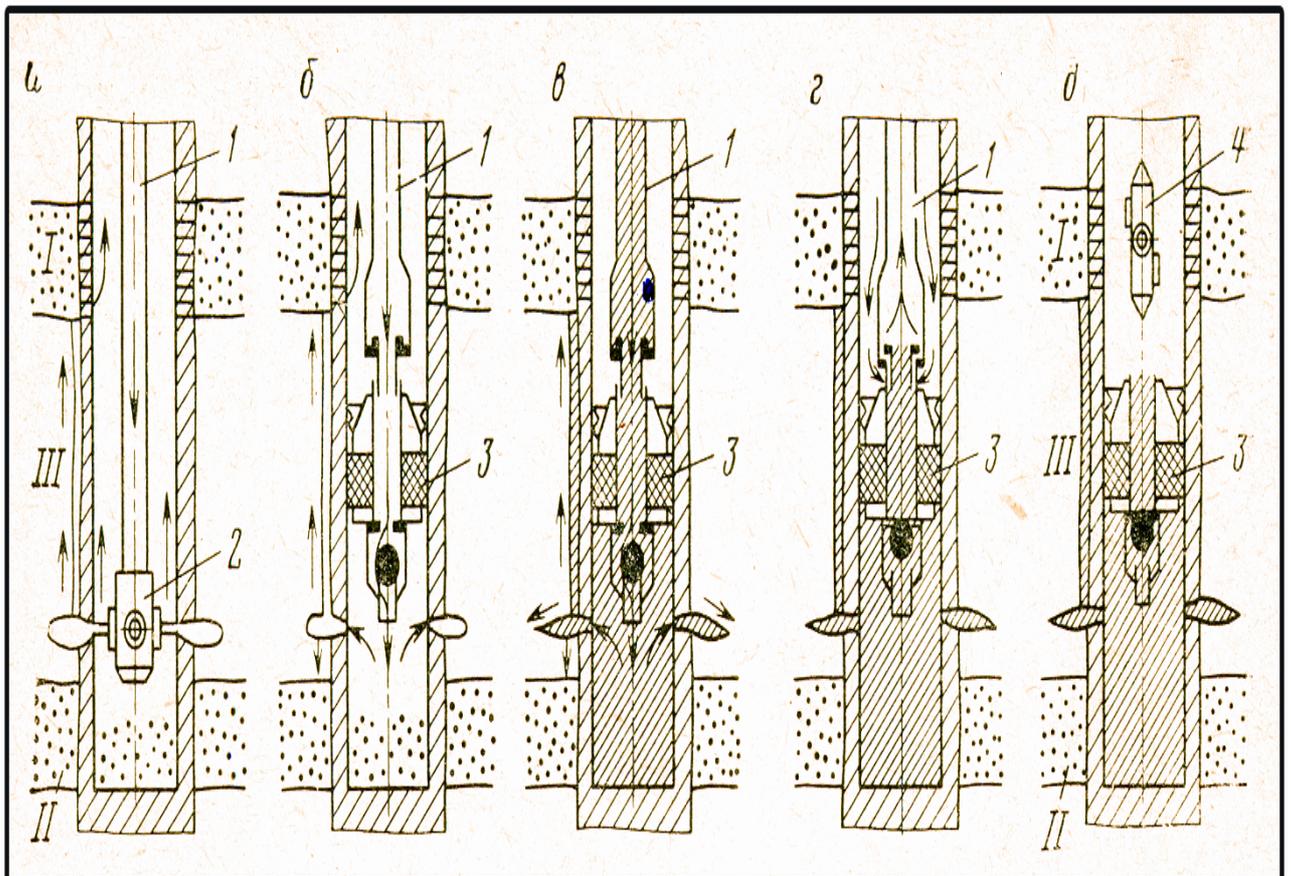


Рис. 4.22. Изоляция нижних вод с использованием неизвлекаемого пакера
 а-создание специальных отверстий путем гидropескоструйной перфорации; б-промывка каналов заколонной циркуляции; в-продавливание цементного раствора в специальное отверстие; г-вымывание излишнего цементного раствора через специальное приспособление; д-повторное вскрытие нефтенасыщенного пласта после твердение цемента

заливочных трубах неизвлекаемого цементировочного пакера 3 и промывкой каналов заколонной циркуляции, (рис. 4.22, б); продавливанием цементного раствора в каналы (рис. 4.22, в);

промывкой излишнего раствора через циркуляционный клапан' и удалением заливочных труб (рис. 4.22, г);

повторным вскрытием продуктивного пласта с помощью кумулятивного 4 или гидропескоструйного перфоратора (рис. 4.22, д).

При расстоянии между продуктивным и водоносным пластом более 5 м применяют способ создания цементных поясов. Для этого, как и в описанных выше способах, колонну перфорируют в несколько ярусов, в каждый из которых закачивают цементный раствор.

Для изоляции подошвенных вод создают в призабойной зоне пласта 3 водонепроницаемый экран закачкой цементного раствора в трещины, образованные при гидравлическом разрыве пласта в нужном сечении, либо заполнением цементом кольцевых щелей, созданных с помощью уплотненной кумулятивной или гидропескоструйной перфорации.

Глубокие горизонтальные щели в эксплуатационной колонне, цементе и породе пласта лучше всего выполнять с помощью гидропескоструйных перфораторов, вращая их глубинными двигателями или роторами на устье.

Для сохранения прочности колонны обычно делают три-четыре горизонтальные щели, расположенные в шахматном порядке. Угол сектора каждой щели составляет $120\text{--}150^\circ$, расстояние между ними до 0,25 м.

После этого ниже перфорационных отверстий создают цементную пробку, а затем в образовавшиеся щели нагнетают цементный раствор, для чего устанавливают пакер выше перфорированных отверстий на заливочных трубах. Далее вымывают лишний раствор, удаляют пакер и при необходимости повторно перфорируют.

Искусственные пробки в скважинах устанавливают для изоляции фильтра от остальной части ствола, возврата на вышележащий горизонт, изоляции отдельных пластов.

Пробки бывают песчаными, глиняными, глино-песчаными, цементными, резиновыми и металлическими.

Песчаную пробку можно установить вручную. Для этого в скважину спускают заливочные трубы так, чтобы их башмак находился выше кровли создаваемой пробки на 0,5 м. Верхний конец труб удерживают с помощью элеватора, установленного на фланце эксплуатационной колонны. С помощью воронки в заливочные трубы засыпают песок (10—12 л/мин), через каждые 4—5 мин, колонну заливочных труб приподнимают на высоту до 1 м, чтобы предотвратить образование в них патронной пробки.

Песчаные пробки обладают значительной проницаемостью, поэтому для обеспечения герметичности используют глиняные пробки. Их устанавливают вручную, бросая в скважину предварительно заготовленные из сырой глины или смеси ее с песком шары диаметром 4—5 см. После сброса необходимого количества шариков с интервалом 30 мин спускают на тартальном канате штангу и шаблон нормального диаметра для утрамбовки пробки.

Резиновые пробки устанавливают с помощью специального снаряда, в котором размещают сжатую в радиальном направлении пробку и пороховой заряд. После спуска снаряда на нужную глубину заряд поджигают электрозапалом, пробка выталкивается из корпуса и расширяясь за счет упругих сил, перекрывает ствол скважины.

Для закрытия дефектов колонны или перфорированного интервала наиболее часто применяют колонну-«летучку».

Для изоляции отверстий на небольшом интервале применяют специальные резинометаллические муфты, которые опускают в скважину в растянутом состоянии на специальной оправке и после расположения их на нужной глубине освобождают, в результате чего резиновая муфта сжимается и соответственно ее наружный диаметр увеличивается.

Эта и подобные ей конструкции хороши тем, что имеют внутренний сквозной канал и поэтому могут использоваться для перекрытия отверстий в колонне, расположенных выше продуктивного пласта.

4.13. Способы цементирования скважин

Цементирование под давлением осуществляется через отверстия фильтра скважины, перфорационные отверстия или через дефект в колонне с целью продавить в пласт или за колонну расчетный объем цементного раствора, необходимый для надежной изоляции нефтяного горизонта от проникновения посторонних вод. При этом, чем медленнее продавливают цементный раствор в пласт и чем выше давление, тем надежнее перекрываются пути движения посторонних вод, тем эффективней изоляция нефтяного пласта (горизонта) от проникновения посторонних вод. При этом давление не должно превышать допустимого для данной эксплуатационной колонны (с учетом ее состояния, диаметра и марки стали труб). В противном случае могут произойти слом или смятие колонны.

Цементирование под давлением через трубы с последующим разбуриванием цементного стакана осуществляется через спущенные заливочные трубы, которые устанавливают на 5—10 м выше верхних отверстий фильтра скважины или дефекта в колонне и через них под давлением продавливают цементный раствор. Оставшиеся излишки цементного раствора вымывают из скважины обратной или прямой промывкой. Затем разбуривают цементный стакан в скважине ниже конца заливочных труб.

Цементирование под давлением с вымыванием излишков цементного раствора применяют, если нет необходимости в разбуривании цементного стакана в колонне. При этом конец заливочных труб должен быть установлен у верхних отверстий фильтра.

После продавки цементного раствора в пласт колонну заливочных труб наращивают, а затем вымывают раствор из скважины. Эту операцию можно выполнять и без наращивания колонны заливочных труб, для чего конец их следует устанавливать ниже нижних отверстий фильтра. Процесс вымывания цементного раствора будет протекать с противодействием на пласт, а сама промывка должна закончиться до начала схватывания цементного раствора. Этот способ рекомендуется применять при использовании нефтецементных растворов.

Комбинированный способ цементирования применяют при необходимости оставления скважины под давлением до конца схватывания цементного раствора. Сущность этого способа заключается в следующем. Нижний конец заливочных труб устанавливают у нижних отверстий фильтра. После прокачки и вытеснения цементного раствора из заливочных труб последние поднимают с таким расчетом, чтобы конец их оказался выше уровня цементного раствора; затем устье скважины

герметизируют, цементный раствор продавливают в пласт при закачке жидкости в трубы или одновременно в трубы и в затрубное пространство. Затем скважину герметически закрывают и оставляют под давлением до конца схватывания цементного раствора.

Цементирование без давления осуществляют в случаях, когда необходимо создать новый цементный забой (цементный стакан) в стволе скважины или перекрыть нижнюю часть фильтра. Этот способ в основном применяют при возврате на вышележающий горизонт, когда нет опасности прорыва посторонних вод. Этот способ цементирования протекает успешно при условии, если скважина хорошо промыта и поглощения промывочной жидкости не происходит. При полном или частичном поглощении жидкости забой следует затрамбовать песком или глиной для перекрытия отверстий фильтра.

Цементирование без давления можно осуществлять цементировочным агрегатом или по способу «сифона».

Цементирование заливочным агрегатом. После обследования колонны в скважину спускают заливочные трубы, нижний конец которых устанавливают над песочной пробкой на высоте, соответствующей нижнему основанию создаваемого цементного стакана. Вверху заливочные трубы цементировочной арматурой связываются с устьем скважины.

После соединения цементировочной арматуры с цементировочным агрегатом и опрессовки коммуникаций прокачивают воду в объеме, равном 1,5—2,0 объемам заливочных труб (для контрольной проверки их чистоты). Затем прокачивают расчетный объем цементного раствора, который проталкивают и вытесняют в кольцевое пространство до выравнивания высоты столба раствора в трубах и в затрубном пространстве, приподнимают трубы на высоту создаваемого в колонне цементного стакана. Вновь присоединяют цементировочную арматуру и вымывают излишки цементного раствора (обратной промывкой). После окончания срока твердения цементного раствора допуском заливочных труб с прокачкой воды проверяют местонахождение и крепость вновь созданного цементного забоя.

Цементирование по способу «сифона». В скважину спускают колонну заливочных труб и перед цементированием промывают водой до полной замены в ней жидкости. Затем разъединяют вертлюг и трубы оставляют подвешенными на элеваторе, установленном на устье, при этом нижний конец заливочных труб устанавливают на глубине, соответствующей основанию создаваемого цементного стакана.

На верхний конец заливочных труб устанавливают специальную воронку с сеткой. Цементный раствор, затворенный в чане, через воронку заливают в трубы. По окончании заливки всего расчетного объема цементного раствора через вертлюг насосом в трубы закачивают воду.

Движение жидкости будет происходить до тех пор, пока не наступит равновесие столбов цементного раствора в трубах и в затрубном пространстве. Прекращение движения жидкости будет означать окончание продавки цементного раствора. Затем промывочные трубы приподнимают на высоту, соответствующую высоте создаваемого цементного стакана, и излишки цементного раствора вымывают (прямой промывкой), приподнимают 80—100 м заливочных труб и скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цементного раствора. По окончании этого срока допуском заливочных труб с

промывкой водой определяют местонахождение и проверяют крепость цементного стакана.

Цементирование с применением пакеров

Цементирование с применением пакеров имеет следующие преимущества: высокое давление, создаваемое в заливочных трубах в процессе продавливания тампонажного раствора, не передается на эксплуатационную колонну на участке от пакера и до устья; исключается проникновение тампонажного раствора в затрубное пространство; имеется возможность цементирования скважины под давлением при негерметичности верхней части эксплуатационной колонны.

Цементирование с извлекаемым пакером применяют при изоляции посторонних вод, устранении дефектов в эксплуатационной колонне и установке цементных пробок.

Цементирование скважин, сильно поглощающих жидкость.

В таких скважинах по мере ввода тампонажного раствора вначале заполняются пустоты — пути наименьшего сопротивления движению, что в последующем ухудшает условия притока и освоения скважины и нередко приводит к полному прекращению притока жидкости из пласта. На практике известны случаи, когда в одной и той же скважине для получения полного насыщения производилось многократное цементирование и бесполезно расходовалось большое количество тампонажного материала. При обычном способе цементирования в таких скважинах весьма редко получают положительные результаты. Для успешной изоляции посторонних вод следует добиваться создания высоких давлений при продавке тампонажного раствора за колонну. Поэтому при цементировании в таких скважинах предварительно вводят песок в пласт, а в цемент добавляют алюминиевый порошок; применяют гельцемент, волокнистый цемент, специальные цементы с небольшими сроками начала схватывания и быстрохватывающиеся цементные смеси (пасты).

Цементирование под давлением с предварительным вводом песка в пласт осуществляется в случаях, когда требуется заполнить пустоты в призабойной зоне скважины (за колонной) и создать возможности для регулирования процесса цементирования. По мере заполнения призабойной зоны песком поглощение ею жидкости будет уменьшаться. Ввод песка продолжают до тех пор, пока частично не восстановится циркуляция, и лишь после этого производят цементирование под давлением. Предварительный ввод песка в значительной степени сокращает расход тампонажного материала, число повторных заливок, время ремонта, не ухудшая при этом условий освоения скважины после капитального ремонта.

Цементирование с добавкой алюминиевого порошка. Добавка алюминиевого порошка к цементу в количестве 0,25—0,3% (от веса сухого цемента) обеспечивает плотный контакт между стенками скважины и цементным камнем, так как цементный раствор с алюминиевым порошком при твердении в затрубном пространстве не только не дает усадки, но даже расширяется. В этом и состоят особенности этого способа. Цементный раствор с добавкой алюминиевого порошка, увеличиваясь в объеме, уменьшает свободный от пород объем в призабойной зоне. Последующим цементированием создаются благоприятные условия для движения цементного раствора по водопроводящим каналам и надежной их изоляции.

Цементирование с предварительной глинизацией пласта проводят в такой последовательности. Скважину обследуют и промывают до прекращения циркуляции (вследствие сильного поглощения). Нижний конец заливочных труб устанавливают у верхних отверстий фильтра или у места дефекта в колонне. Через трубы в поглощающий пласт закачивают буровой раствор большой вязкости порциями по 4—5 м³ через каждые 10—30 мин. После того как в пласт введено некоторое количество бурового раствора, циркуляция восстанавливается. Скважину цементируют под давлением с оставлением цементного стакана.

Цементирование с предварительной глинизацией применяют только при изоляции пластов, которые в дальнейшем не будут эксплуатироваться.

Цементирование скважин, слабо поглощающих жидкость. Сущность этой разновидности цементирования скважин заключается в том, что для продавливания цементного раствора через существующие отверстия фильтра в водопродводящие каналы в пласте создают те же условия движения жидкости, как и в случае притока воды в скважину во время ее опробования. Иначе говоря, расход жидкости при продавливании цементного раствора в пласт должен соответствовать количеству поглощаемой жидкости.

По мере движения цементного раствора по водопродводящим каналам к водоносному пласту, откуда поступала посторонняя вода, и по мере их заполнения давление постепенно будет возрастать. По достижении максимально допустимого его значения и до начала срока схватывания цементного раствора продавку прекращают. Для обеспечения условий нормального цементирования в скважинах с небольшой приемистостью раствор задавливают в пласт при минимальной подаче насоса цементировочного агрегата.

Излишки цементного раствора вымывают, создавая противодействие, для чего неполностью открывают кран на арматуре.

Цементирование с предварительным гидравлическим разрывом пласта заключается в том, что в скважинах, обводнившихся подошвенной водой и со слабой приемистостью пласта, перед цементированием производят гидравлический разрыв с целью образования в намеченном интервале горизонтальных трещин, глубоко проникающих в пласт. При закачке цементного раствора в образовавшиеся трещины создается прочный экран из цементного камня. Однако цементирование скважин с целью изоляции нефтеносной части пласта от подошвенной воды путем заполнения образовавшихся после гидроразрыва трещин только одним цементным раствором эффекта не дает, так как при снятии или уменьшении давления трещины смыкаются, цементный раствор выдавливается из них, а оставшаяся пленка цемента оказывается недостаточной для надежной изоляции притока подошвенной воды. Поэтому после гидроразрыва рекомендуется цементирование проводить песчановцементным раствором. Если предполагается, что давление разрыва или давление при продавке этого раствора в образовавшиеся трещины может превысить допустимое его значение для эксплуатационной колонны, то работы следует производить с помощью пакера.

Цементирование фонтанных скважин. Перед цементированием таких скважин необходимо их заглушить водой, нормальным или утяжеленным буровыми растворами (в зависимости от пластового давления).

Известно, что даже незначительное движение газа в призабойной зоне скважины ухудшает условия схватывания цементного раствора, поэтому

следует в каждом случае выбирать наиболее эффективный и безопасный способ, но обязательно такой, чтобы по окончании цементировочных работ скважину оставлять под давлением (герметично закрытой).

Обычно в таких случаях применяют комбинированный способ цементирования. Конец заливающих труб устанавливают у нижних отверстий фильтра с тем, чтобы с самого начала процесса продавки за колонну поступал цементный, а не буровой раствор. Это очень важно, когда скважина слабо поглощает жидкость (0,1—0,15 м³/мин) при давлениях, составляющих 60—70% от максимально допустимого на колонну. Возможность прихвата заливающих труб исключается тем, что трубы поднимают выше уровня вытесненного цементного раствора. При этом применяют обратную промывку скважины. После продавки цементного раствора в пласт и по достижении максимально допустимых давлений устье герметизируют и скважину оставляют под давлением на срок, необходимый для твердения раствора.

Цементирование нефцецементным раствором. При этом способе цемент затворяют на углеводородной жидкости (нефти, дизельном топливе, керосине). Для улучшения смешивания тампонажного цемента и углеводородной жидкости и превращения их в однородную массу в нефцецементный раствор добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ): крезол, асидол, ОП-10; фенол, нейтрализованный черный контакт (НЧК); нафтанат кальция и др. Добавка ПАВ способствует сохранению подвижности раствора в течение длительного времени и облегчает замещение (вытеснение) углеводородной жидкости при контакте раствора с водой.

По сравнению с обычным водоцементным раствором нефцецементный имеет следующие преимущества.

При контакте с водой раствор отфильтровывает углеводородную жидкость, быстро загустевает и твердеет, а без контакта с водой (в нефтенасыщенных частях пласта) сохраняет подвижность в течение длительного времени. Поэтому он способен проникать в глубокие трещины при продавке и вымывается из пласта при освоении скважины.

В скважинах, где применение нефцецементных растворов приводит к снижению дебита нефти после изоляционных работ, а также в скважинах, сильно поглощающих жидкость, применяют нефцецементнопесчаный раствор.

Исследованиями установлено, что растворы на нефтяной основе после твердения обладают лучшими механическими свойствами по сравнению с обычными цементными растворами.

Чтобы облегчить выделение из раствора нефтепродукта и лучше уплотнить образовавшееся в трещинах и пустотах цементное тесто, следует в процессе задавливания раствора несколько раз попеременно увеличивать давление до максимума и снижать его до нуля.

В этих же целях к воде, применяемой в качестве продавочной жидкости, добавляют различные водорастворимые ПАВ. В качестве продавочных жидкостей применяют морскую воду с добавкой сульфонола или щелочную воду.

Нефцецементный раствор готовят следующим образом. Замерную емкость цементировочного агрегата сначала заполняют расчетным объемом углеводородной жидкости, в которой растворяют поверхностно-активное вещество. Эту смесь перемешивают насосом цементировочного агрегата до получения однородного раствора, после

чего цемент затворяют обычным путем. Полученный раствор закачивают в замерную емкость другого агрегата и дополнительно перемешивают до получения однородной массы.

Процесс заливки осуществляют в такой последовательности. В заливочные трубы закачивают порцию углеводородной жидкости в объеме, достаточном для образования в эксплуатационной колонне столба высотой 20 м (нижняя буферная «пробка»), который препятствует смешиванию нефтцементного раствора с водой, вытесняемой из заливочных труб и затрубного пространства. Вслед за нижней буферной «пробкой» в скважину закачивают нефтцементный раствор, а затем создают верхнюю буферную «пробку», закачивая углеводородную жидкость в объеме, который занимает в заливочных трубах высоту 100—120 м. Это делается для предохранения нефтцементного раствора от смешивания с продавочной жидкостью. По достижении столбом цементного раствора нижнего конца заливочных труб кран затрубного пространства на цементировочной арматуре закрывают и продавливают нефтцементный раствор в пласт. Продавливание считают законченным по достижении максимального давления. Обратной промывкой вымывают излишки нефтцементного раствора, после чего приподнимают заливочные трубы на высоту, при которой исключается возможность их прихвата. Скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цемента, после чего ее промывают или разбуривают цементную пробку, колонну испытывают на герметичность и перфорируют в намеченном интервале.

Цементирование сверхглубоких скважин. В этих случаях процесс цементирования проходит при высоких температурах и значительных пластовых давлениях.

При выборе заливочных труб для спуска на большие глубины необходимо конструкцию колонны подбирать таким образом, чтобы по возможности для каждой ступени труб одного диаметра иметь одинаковый запас прочности. Кроме того, объем спущенных заливочных труб по возможности должен быть наименьшим.

Продавливание цемента в пласт и обратная промывка излишков цементного раствора ведутся двумя агрегатами, а продавка в пласт — одним агрегатом при минимальном расходе жидкости.

Перед началом цементирования необходимо тщательно проверить приемистость пласта и наличие обратной отдачи.

Для цементирования сверхглубоких скважин, в которых температура на забое достигает 100° С и более, в цементный раствор следует добавлять замедлители начала схватывания. Процесс цементирования должен производиться таким образом, чтобы полностью исключить проникновение цементного раствора в затрубное пространство. Для этого необходимо закрыть кран затрубного пространства, когда по расчету закачаный объем цементного раствора еще не достиг конца заливочных труб на 100—150 м. Затем в процессе продавливания для предотвращения повышения уровня цементного раствора в затрубном пространстве необходимо создавать противодействие до 50—60 кгс/см². Раствор по мере возможности следует продавливать на первой скорости агрегата. При этом необходимо следить за давлением в затрубном пространстве, регулируя его величину в необходимых пределах.

Процесс продавки цементного раствора в пласт должен быть прекращен по достижении максимального значения допустимого давления. Вымывать

излишки цементного раствора следует лишь после прекращения падения давления. Излишний цементный раствор вымывается при противодавлении на пласт. Нельзя допускать резкого снижения давления в скважине, так как при этом может произойти нарушение эксплуатационной колонны.

Цементирование с использованием синтетической смолы. В восточных районах Советского Союза для исправления некачественного цементного кольца и изоляции посторонних вод применяют синтетическую смолу ФР-12. Это стабилизированный спиртом и пластифицированный этиленгликолем раствор резорцино-формальдегидной смолы — жидкость темно-коричневого цвета, вязкостью 250—300 сП при температуре 20° С, хорошо растворимая в воде и нерастворимая в нефтепродуктах. Отвердитель смолы — параформ или формалин.

Вследствие небольшой вязкости при пластовой температуре водные растворы смолы легко проникают в мельчайшие трещины цементного камня и в поры породы. Смола твердеет в нейтральной среде как на контакте с песчаником, так и на контакте с цементным камнем. Твердение смолы происходит на водонасыщенных и нефтенасыщенных участках пласта, так как смола — неселективный изолирующий материал. Прочность на разрыв затвердевшей смолы достигает 10 кгс/см², что способствует хорошему сцеплению ее с поверхностями цемента, породы и металла обсадных труб. Время затвердевания смолы зависит от степени разбавления ее водой, концентрации отвердителя, температуры среды, способа и времени перемешивания смолы и отвердителя. Поэтому для изоляционных работ приготавливают раствор смолы с водой и отвердителем.

Для приготовления 1 м³ раствора смолы, твердеющей через 2—4 ч при температуре пласта 30° С, в 10 л пресной воды растворяют 1,7 кг каустической соды. Полученный раствор разбавляют водой до 200 л в чане цементировочного агрегата и нагревают до 50° С. В нагретой жидкости растворяют 60 кг параформа, и эту смесь перемешивают насосом в течение 10 мин. Добавляют в смесь воду до объема 330 л и охлаждают ее до 20° С. Затем в полученную смесь добавляют 670 л смолы. После перемешивания смеси с помощью насоса в течение 15 мин получают необходимый раствор.

Цементирование с использованием синтетической смолы проводят путем закачки смеси через отверстия фильтра или через специально простреленные отверстия с применением пакера. После закачки смесь оставляют в интервале фильтра скважины, а излишки вымывают. Через сутки разбуривают пластмассовую пробку, испытывают колонну на герметичность и перфорируют ее против продуктивного пласта.

Затем заливочные трубы приподнимают на высоту 150—200 м а в затрубное пространство закачивают воду в объеме, равном объему труб, извлеченных из скважины. По окончании срока твердения цементного раствора допуском труб с прокачкой воды проверяют местонахождение цементного стакана и его прочность.

Искусственные пробки в колонне устанавливают в следующих случаях: при возврате на вышелегающий горизонт; при изоляции от посторонних вод цементированием под давлением через специально простреленные отверстия или через дефект в колонне; при необходимости обследования состояния верхней части эксплуатационной колонны; при осуществлении мероприятий по ликвидации скважины.

Искусственные пробки могут быть песчаными, глинистыми, глинопесчаными, цементными, резиновыми, резино-металлическими.

Песчаные пробки. Смесь воды с песком, просеянным через сито с ячейками 2x2 мм (концентрация песка в воде 150—200 г/л), нагнетают в колонну насосно-компрессорных труб, нижний конец которых устанавливают на 7—10 м выше верхних отверстий фильтра. Затем прокачивают воду в объеме, равном объему труб, при скорости восходящего потока не более 4 м/с. Во время прокачки воды песок оседает на забое, образуя пробку.

После образования пробки допуском труб с промывкой проверяют глубину ее местонахождения. Если окажется, что высота пробки больше, чем требовалось, часть ее вымывают. В неглубоких скважинах, сильно поглощающих жидкость, с диаметром колонны 219 мм и более песок засыпают непосредственно в ствол скважины при одновременной закачке воды. После засыпки песка и его осаждения замеряют забой скважины для установления глубины насыпной пробки.

Ввод песка в пласт. В этом случае в пласте создают такие условия, чтобы песок не задерживался в колонне и проникал в пустоты за колонной (в при-забойную зону). Поэтому ввод песка проводят при полностью вскрытом фильтре и при значительных скоростях нагнетания жидкости с песком. При наличии на забое скважины пробки необходимо промыть ее до полного вскрытия фильтра.

Для ввода песка в пласт заливочные трубы спускают на 2—3 м выше верхних отверстий фильтра. На устье устанавливают тройник или крестовик, чтобы впоследствии иметь возможность закачивать воду в затрубное пространство. Затем в верхнюю муфту заливочных труб устанавливают воронку, в которую через трубу, навинченную на подвешенный вертлюг (для создания вакуума в трубах), закачивают воду со скоростью 0,5—0,7 м³/мин. Не прекращая прокачки воды, в воронку подают песок со скоростью 0,01—0,02 м³/мин. При более интенсивной подаче песка в заливочных трубах могут образоваться пробки. Водопесчаная смесь при выходе из башмака заливочных труб проникает в пласт и постепенно заполняет пустоты за колонной. Во избежание попадания песка в затрубное пространство и прихвата заливочных труб при вводе песка в трубы в затрубное пространство подкачивают воду.

Сохраняя указанный режим, продолжают подавать песок в трубы до тех пор, пока давление не начнет увеличиваться, что устанавливается по заметному ухудшению засасывания водопесчаной смеси. Ввод песка в этот момент прекращают и начинают промывку скважины, допуская трубы до фильтра. Если при этом циркуляция будет частично или полностью восстановлена, можно проводить цементирование под давлением.

Цементные пробки (мосты) устанавливают при помощи желонки или через заливочные трубы.

С целью качественной установки цементных пробок через заливочные трубы УкрГИПРОНИИнефть предложил применять специальное устройство для контролируемой установки цементных мостов в скважине (УКЗЦ). Качество установки цементного моста при использовании этого устройства обеспечивается тем, что цементный раствор при движении по каналу переменного сечения бурильных или насосно-компрессорных труб отделяется шаровыми резиновыми разделителями от продавочной жидкости и бурового раствора. Благодаря этому ухудшение свойств

цементного раствора исключается.

Устройство позволяет определять момент окончания продавливания тампо-нажного раствора в затрубное пространство, а также удалять избыток цементного раствора из скважины.

Резиновые пробки устанавливаются в стволе скважины при помощи стреляющего тампонажного снаряда (СТС), спускаемого в скважину на каротажном кабеле или на канате. Снаряд на заданной глубине силой пороховых газов выталкивает тампон, изготовленный из теплонептестойкой резины и предварительно запрессованный в рабочую камеру под давлением 400—500 кгс/см². Расширяясь за счет упругих сил, тампон перекрывает колонну.

Резинометаллические пробки устанавливаются с помощью различных приспособлений, спускаемых в скважину на каротажном кабеле, — пакеров взрывного действия, вакуумного, гидравлического, порохового и тампонажного снарядов.

Меры по предупреждению осложнений при цементировании скважин

Цементирование скважин — одна из самых сложных и ответственных операций в процессе строительства и ремонта скважины. Поэтому во избежание осложнений и аварий необходимо соблюдать определенные условия, обеспечивающие нормальный процесс цементирования скважин.

Скважину необходимо подготовить к проведению цементировочных работ:

проверить состояние колонны, определить глубину забоя, поглотительную способность пласта; перед закачкой цементного раствора в скважину необходимо повторно определить поглотительную способность пласта.

Если пласт не поглощает жидкости, следует осуществить мероприятия, обеспечивающие создание нормальной приемистости скважины.

Наземные сооружения, оборудование, цементировочные агрегаты и инструменты должны быть соответствующим образом подготовлены.

Диаметр колонны заливочных труб, ее конструкцию и группу прочности сталей необходимо подбирать в зависимости от глубины скважины и ожидаемых давлений в процессе цементирования.

Верхняя секция заливочных труб должна выдерживать максимальные усилия от действия массы колонны труб, а остальные секции должны быть выбраны исходя из минимально возможного внутреннего объема и обеспечения допускаемых давлений при вымывании излишка цементного раствора при обратной промывке.

Перед спуском труб в скважину для цементирования буровой мастер обязан тщательно проверить их состояние, произвести точный замер и шаблонирование.

Цементировочные агрегаты следует подбирать в зависимости от глубины скважины, количества закачиваемого тампонажного раствора и предполагаемого избыточного давления.

Все линии от цементировочных агрегатов к цементировочной арматуре (головке) должны быть промыты водой и спрессованы на полуторакратное ожидаемое в процессе заливки максимальное рабочее давление.

До процесса цементирования необходимо произвести соответствующие расчеты.

Процесс цементирования необходимо проводить с таким расчетом, чтобы уложиться в сроки начала и конца схватывания тампонажного раствора.

Качество сухого тампонажного цемента должно быть проверено не позже, чем за шесть суток до цементирования скважины.

При высокой температуре и большом давлении на забое скважины для уменьшения сроков начала схватывания цементного раствора следует применять реагенты-замедлители.

При использовании бурового раствора в качестве продавочной жидкости необходимо иметь запас его на скважине в количестве не менее двухобъемов эксплуатационной колонны.

Независимо от способа цементирования на скважине следует установить гидравлический индикатор массы.

Для наблюдения за процессом цементирования на цементировочной арматуре необходимо установить регистрирующие манометры.

Во избежание попадания цементного раствора в затрубное пространство между заливочными трубами и эксплуатационной колонной при его прокачке необходимо предотвращать образование вакуумного пространства в заливочных трубах. Достигается это регулированием скорости восходящего потока жидкости из затрубного пространства. Если это не удастся сделать, то во время прокачки цементного раствора необходимо в затрубном пространстве создавать противодействие, значение которого определяют опытным путем.

В этих же целях кран в затрубном пространстве закрывают, когда столб цементного раствора по расчету будет находиться на 150—200 м выше конца заливочных труб.

Необходимо следить за показаниями регистрирующих манометров и принимать меры для сохранения постоянного давления на забой скважины в процессе цементирования. При этом следует учитывать, что при вымывании излишка тампонажного раствора обратной промывкой давление на забой скважины будет выше, чем при прямой промывке.

Продавку тампонажного раствора в пласт следует продавливать при минимальной подаче насоса цементировочного агрегата.

Необходимое количество буферной и продавочной жидкостей определяют из расчета недопущения выхода всего тампонажного раствора из конца заливочных труб. К окончанию процесса продавки тампонажного раствора в трубах должно находиться не менее 0,3—0,5 м³ раствора.

Если объем закачиваемого тампонажного раствора превосходит объем заливочных труб, то при расположении столба тампонажного раствора на 150—200 м выше конца заливочных труб краны цементировочной арматуры в затрубном пространстве перекрывают и продолжают прокачку раствора с одновременным продавливанием его в пласт.

По окончании прокачки всего объема тампонажного раствора закачивают расчетное количество продавочной жидкости. Если при этом обнаружится, что тампонажный раствор поступает в пласт при низких давлениях, в результате чего не обеспечивается успешное проведение цементировочных работ, то необходимо продавить весь тампонажный

раствор в пласт. В таких случаях в конце продавки тампонажного раствора в пласт следует одновременно прокачать продавочную жидкость в заливочные трубы и в затрубное пространство.

Вымывать излишки тампонажного раствора необходимо способом обратной промывки до начала его схватывания. При ступенчатой колонне заливочных труб скорость восходящего потока жидкости следует регулировать при переходе тампонажного раствора из одной секции труб в другую. Регулировка необходима для сохранения неизменного давления на забой скважины.

После окончания процесса цементирования заливочные трубы необходимо приподнимать на высоту, исключающую возможность их прихвата.

4.14. Тампонажные материалы для повторного цементирования

Общие требования к тампонажным материалам

Показатели применимости того или иного тампонажного материала определяются целями изоляционных работ, геолого-техническими условиями и зависят от технологической схемы проведения операции.

Рассмотрение физико-химических, технологических технико-экономических, санитарно-гигиенических факторов, влияющих на качество повторных изоляционных работ, позволило установить ряд общих требований к тампонажным материалам, применяемым при ремонтно-изоляционных работах.

Для раствора установлены следующие требования:

1. Должен характеризоваться устойчивой однородностью, т. е. чтобы величина отстоя при 20° С не превышала 1% в час;

2. Должен идеально смачивать поверхность металлических труб и горных пород, т. е. угол смачивания не должен превышать 10°, только в этом случае можно ожидать сплошности, системы колонна - тампонажный камень — стенка скважины;

3. Должен быть химически инертным по отношению к металлу колонн, горным породам и пластовым флюидам. Требования не распространяются на те случаи, когда в тампонажный раствор вводят специальные добавки, реагирующие с горной породой или пластовым флюидом, для достижения каких-либо определенных целей. Таким путем может быть увеличена адгезия тампонажного камня к горным породам до затвердевания тампонажного раствора против нефтяных пластов и т. д.;

4. Должен иметь регулируемые сроки отвердения тампонажного раствора;

5. Вязкость должна находиться в определенных оптимальных пределах и не должна быть выше 0,2 Н•с/м², чтобы не создавалась дополнительная нагрузка на пласты, но и не должна быть очень низкой. Исключение составляют случаи, когда цель тампониования — закупорить малопроницаемые коллекторы: или ликвидировать пропуск в резьбовых соединениях колонн;

6. Как можно более короткий срок между окончанием жидкого состояния и появлением у твердого материала несущей способности;

7. Минимальная фильтроотдача при тампонировании. Исключение составляют случаи, когда фильтрат обладает крепящими свойствами, а тампонажный раствор используют для тампонирования проницаемых пластов и восстановления монолитности цементного кольца в зоне плотных разделов, а также при повторной герметизации резьбовых соединений обсадных колонн;

8. Выбор тампонажного материала независимо от стоимости, но с учетом его рентабельности, т. е. экономической эффективности от применения;

9. Все компоненты тампонажного раствора и сам раствор не должны быть токсичными, для работающих. Однако более правильным следует считать не выбор нетоксичных материалов, а выбор таких условий работы, когда материал не может оказать токсического воздействия на работающих и на окружающую среду;

10. Если от условий операции тампонажный раствор может попасть в пластовые воды (пресные), то наличие в нем токсичных компонентов недопустимо.

К тампонажному камню должны быть предъявлены следующие требования.

Должен обладать водо-газонепроницаемостью, близкой к нулевой.

Твердение тампонажного материала не должно сопровождаться усадкой, особенно после начала загустевания. Идеальным по данному параметру является тампонажный материал, затвердевающий с одновременным расширением.

Материалы, предназначенные для термальной эксплуатации, необходимо специально исследовать на термоустойчивость, причем нужно исследовать как предельную термостойкость (стойкость к термоудару), так и эксплуатационную, которая должна быть на 15—30% выше температуры среды.

Условие качественной изоляции — наличие адгезионных сил на границах колонна — камень и камень — порода, причем величина адгезии должна быть соизмерима с когезионными силами камня (пределом прочности при разрыве). Если это невозможно, то технологические приемы при доставке тампонирующего материала в изолируемую зону должны обеспечить напряженный контакт между сформированным камнем и ограничивающими его связями.

Одно из главных условий долговечности тампонажного камня — инертность к окружающей среде, т. е. Необходимо обеспечить отсутствие массообмена, который в большинстве случаев приводит к объемным и механическим изменениям камня, что в любом случае вредно сказывается на тампонирующей способности.

Камень должен быть коррозионностойким. Скорость коррозии тампонажного камня в пластовых условиях по отношению к пластовым флюидам не должна превышать 0,02 мм/год.

Материалы, которые твердеют в среде растворителя по структуре, как правило, представляют собой молекулярные сетки и обладают полупроницаемостью. В то же время осмотические явления в пластовых условиях способны привести к разрушениям тампонажного камня. По этой причине необходимо найти такие рецептуры тампонажных материалов, чтобы камень находился в осмотическом равновесии с пластовыми флюидами.

Наилучшее решение этой проблемы — создание тампонажных материалов, не обладающих полупроницаемостью в отношении

воздействующих флюидов. Однако в некоторых случаях полупроницаемость тампонажного камня может быть использована в технических целях, например при закреплении пород, склонных к набуханию и обвалообразованию. В этом случае, используя явление полупроницаемости тампонажного камня, можно вызвать обезвоживание и упрочнение неустойчивых пород.

Механическая прочность, приобретаемая тампонажным камнем при отверждении, должна обеспечивать сохранение камнем приданной ему геометрической формы в течение всего времени эксплуатации скважины.

Камень должен быть трещиностойким. Количественной мерой трещиностойкости служит удельная ударная вязкость, величина которой для тампонажного камня должна быть не менее 1,0 МПа•см.

Раствор должен быть совместим с камнем, т. е. должен его идеально смачивать (угол смачивания не более 10°), чтобы вновь образующийся камень имел адгезию к старому камню, соизмеримую с его собственной прочностью, так как при повторных изоляционных работах тампонажный раствор твердеет на контакте со старым тампонажным камнем.

Создание долговечной изоляции. Однако долговечность, камня не просто сумма других характеристик, хотя их обеспечение необходимое условие. Высокая долговечность тампонажного камня обеспечивается рациональным сочетанием всех факторов, оказывающих как положительное воздействие на работоспособность камня, так и отрицательное.

Многообразие видов осложнений и различие геолого-технической обстановки в скважинах предъявляют в каждом конкретном случае специфические требования к свойствам тампонажных материалов. При этом значение каждого из перечисленных факторов может быть как определяющим, так и второстепенным. Так, тампонажные материалы, используемые при изоляции негерметичных резьбовых соединений, должны характеризоваться следующими основными показателями:

высокая проникающая способность, т. е. низкая вязкость, ограниченное содержание твердой фазы, частицы которой должны быть минимальных размеров;

отверждение или, со временем, коагуляция фильтрата тампонажной смеси;

превращение при твердении тампонажного раствора в безусадочный газонепроницаемый материал, обладающий деформационной устойчивостью и хорошей адгезией к металлу.

Прочность затвердевшего камня при этом виде работ служит второстепенным показателем. Более того, наиболее приемлемым можно считать тампонажный материал, который наряду с перечисленными свойствами в предельном состоянии превращается в малоподвижную скоагулированную систему, обладающую вязко-упругими свойствами.

При ремонте же колонн для формирования изоляционных экранов напротив трещин, порывов или других видов повреждений в подавляющем большинстве случаев требуются тампонажные материалы с высокими показателями прочности затвердевшего камня.

Геолого-техническая обстановка в скважине вносит решающие коррективы при выборе тампонажного материала для ликвидации осложнения. Так, при отключении обводнившейся части пласта отдается предпочтение фильтрующимся в пористую среду тампонажным материалам, характеризующимся малой вязкостью, гомогенностью,

достаточной прочностью и адгезией с поверхностью горной породы. Однако, если требования к вязкости и гомогенности раствора, прочности и адгезии камня закономерны, то фильтруемость в пористую среду желательна не во всех случаях.

Решающее условие эффективности водоизоляционных работ в реальном пласте — наличие непроницаемой перемычки над обводненным интервалом. При отключении обводненной части пласта не исключено, что фильтрующийся тампонажный раствор, минуя непроницаемую перемычку, проникнет и в нефтенасыщенный интервал пласта. Такая опасность возможна при любом расположении зоны ввода относительно раздела.

В данном случае предпочтительнее материал, содержащий твердую фазу, с отверждающимся фильтратом, но характеризующийся высокой проникающей способностью, которая должна обеспечить доставку его в канал перетока между колонной и непроницаемым разделом. Вероятность успешного исхода будет выше, если зона ввода (специальные отверстия в колонне) будет выбрана напротив перемычки. Затем в зависимости от мощности перемычки производят профилактическую закачку фильтрующегося материала в обводненную часть пласта через специальные отверстия, выполненные под перемычкой.

Свойства тампонажных материалов влияют на технологическую схему проведения операций. Например, диаметр и глубину подвески заливочных труб выбирают в зависимости от срока загустевания тампонажного раствора.

Однако нередко принятая технологическая схема накладывает некоторые ограничения или требует внесения корректив в свойства используемого тампонажного материала. Так, при использовании комбинированного способа цементирования под давлением цементный раствор, закачанный в скважину, некоторое время находится в покое и в связи с процессом структурообразования может превратиться в непрокачиваемую или малоподвижную массу. Для предотвращения этого в процессе приготовления цементного раствора необходимо использовать пластифицирующие и стабилизирующие добавки, обеспечивающие на расчетное время исходную подвижность раствора.

Пластификаторы — это реагенты, при добавлении которых повышается подвижность и прокачиваемость исходного тампонажного раствора.

Стабилизаторы — это реагенты, при добавлении которых на какой то промежуток времени сохраняется реологические свойства исходного тампонажного раствора.

Таким образом, для повторного цементирования нужно использовать самые разнообразные тампонажные материалы, удовлетворяющие требованиям различных видов изоляционных работ.

Полимерные тампонажные материалы. В последние годы большое внимание в области изоляционных работ при ремонте скважин уделяется применению полимерных тампонажных материалов (ПТМ).

Тампонажные составы на основе полимерных материалов могут удовлетворять большинству перечисленных выше требований, предъявляемых к материалам для повторных изоляционных работ. Они могут быть приготовлены как в виде истинных растворов, так и содержать твердую фазу, иметь практически, любую вязкость, от нескольких сантипуаз до десятков и сотен пауз. Поддаются регулированию и другие показатели.

Среди полимерных тампонажных материалов при изоляционных

работах нашли применение составы на основе суммарных сланцевых фенолов, тиоколов, алкилрезорциновых олигомеров, вязко-упругие составы и др.

Наибольшее распространение получили композиции на основе суммарных сланцевых фенолов, представляющие собой водные растворы фенолформальдегидных смол типа ТС-10, ТСД-9, где в качестве отвердителя используют формальдегид, параформ или уротропин. Вязкость составов, приближающаяся к вязкости воды, а также отсутствие твердой фазы обуславливают высокую проникающую способность раствора и хорошую фильтруемость в пористой среде. В связи с этим указанные композиции могут быть с успехом использованы для тампонирувания стесненных зазоров и насыщения пористых сред.

В практике изоляционных работ фенолформальдегидные смолы используют при изоляции негерметичных резьбовых соединений, заполнении микротрещин в цементном кольце, в основном при ремонте колонн, когда использование составов на основе минеральных вяжущих неэффективно. Кроме того, эти составы нашли применение при отключении пропластков и горизонтов продуктивного пласта, обводненных промежуточными или нагнетаемыми водами. Использование их возможно и при изоляции других типов вод (чуждых, подошвенных и т. д.), однако предварительно должны быть приняты меры по исключению фильтрации в продуктивную часть пласта.

Недостатки водных растворов фенолформальдегидных смол заключаются в их токсичности, высокой стоимости и большой чувствительности к окружающей температуре и колебаниям в соотношении компонентов, свойства которых при хранении меняются. К тому же при транспортировании к интервалу негерметичности ввиду практически одинаковых реологических свойств вытесняемой и вытесняющей жидкостей, кроме разбавления, наблюдается одностороннее распределение смеси в затрубном пространстве. Вследствие этого в изолируемые каналы поступает некачественная смесь, которая может вообще не затвердеть.

С учетом сказанного лучше использовать отверждаемые глинистые растворы (ОГР), т. е. тампонажные составы на основе фенолформальдегидных смол, при приготовлении которых вместо воды используют глинистые растворы.

Глинистые растворы твердеют в результате реакции поликонденсации фенолов с альдегидами в среде бурового раствора. Раствор или его фильтрат заполняет изолируемую полость и превращается в пластмассу, а откольтмировавшаяся твердая фаза, твердея, герметизирует входы в каналы перетока. Ввиду более высоких значений показателей реологических свойств ОГР условия вытеснения промывочной жидкости более благоприятны, нежели при применении водных растворов синтетических смол. Наличие наполнителя повышает деформативность пластмассы и снижает усадочные явления в камне, что повышает надежность и долговечность изоляции.

Рецептуры отверждаемых глинистых растворов в зависимости от температуры в изолируемой зоне представлены в табл. 15. Эти рецептуры следует рассматривать как базовые. Следует иметь в виду, что свойства синтетических смол и отвердителей; для разных партий могут отличаться друг от друга. Различаются лабораторные данные даже для проб из одной партии смолы, но взятые из разных бочек. Компоненты смесей также

меняют свои свойства. Формалин, в частности, довольно быстро стареет, уротропин может гидратировать влагу из воздуха и в зависимости от условий хранения также изменяет свои свойства. Поэтому каждая операция по изоляционным работам должна тщательно готовиться, ей должны предшествовать замер температуры по стволу ремонтируемой скважины и полный объем лабораторного анализа исходных компонентов и их смеси.

Технология приготовления составов на основе синтетических смол несложна. Сначала в расчетном количестве воды или глинистого раствора в соответствии с подобранной рецептурой растворяют необходимое количество отвердителя. После тщательного перемешивания этот раствор перекачивают в очищенный и промытый мерник цементировочного агрегата.

В чистую емкость сливают из бочек расчетное количество смолы, куда затем закачивают раствор воды или глинистого раствора с отвердителем, получаемый состав тщательно перемешивают, так как от этого зависят прочность, сроки схватывания и другие показатели тампонажного материала. В это же время отбирают пробы раствора и замеряют температуру смеси.

Следует иметь в виду, что процесс смешения исходных компонентов при приготовлении составов на основе синтетических смол сопровождается экзотермической реакцией, развитие которой зависит от объемов тампонажного раствора. При этом температура раствора может повыситься на 20—25°C, в результате чего резко сокращаются сроки загустевания приготавливаемой смеси.

Известны случаи схватывания раствора до закачки в скважину в осреднительных емкостях или мерниках цементировочных; агрегатов. Для предупреждения этого явления раствор отвердителя в воде или глинистом растворе следует подавать в смолу равномерно при небольшом расходе. Нужно по возможности: снижать температуру исходных компонентов или уменьшать их концентрацию. Для ускорения процесса и повышения эффективности перемешивания на выкидном шланге устанавливают штуцер диаметром 12—16 мм.

В практике изоляционных работ нашли применение схемы, в которых равные объемы растворов смолы и отвердителя в промывочной жидкости (воде или глинистом растворе) закачивают отдельно по затрубному пространству и трубам, установленным над изолируемым объектом. Таким образом, исходные компоненты смешиваются в обсадной колонне, и в изолируемую зону поступает уже готовый тампонажный раствор. Продолжительность этого процесса весьма незначительна, поэтому осложнения, связанные с экзотермией, неопасны.

Используют также последовательную закачку исходных компонентов, разделенных пачками буферной жидкости, по трубам, установленным над зоной ввода в объект изоляции. При этом выкид из затрубного пространства остается открытым. Головная пачка раствора, например отвердителя в промывочной жидкости, перепускается в затрубное пространство, после чего выкид из затрубного пространства перекрывается. Затем при равной подаче цементировочных агрегатов жидкость закачивают в трубы и затрубное пространство и образующаяся тампонажная смесь поступает в изолируемый объект.

Применяют также схему, при которой исходные компоненты перемешиваются в напорном трубопроводе, соединяющем:

цементировочные агрегаты с устьем скважины (рис. 4.30). Раздельно приготовленные в мерниках цементировочных агрегатов; равные объемы растворов (соответственно смолы и отвердителя в промывочной жидкости) подают в напорную линию через тройник, где, перемешиваясь, образуют тампонажный состав, который незамедлительно по НКТ попадает в скважину. Так как объемы перемешиваемых в тройнике компонентов невелики, то опасность преждевременного загустевания вследствие экзотермического разогревания смеси сведена до минимума. Значительный же путь перемешивания при турбулентном режиме закачки обеспечивает равномерность состава смеси, поступающей в изолируемую зону.

Как видно из табл. 15, составы на основе синтетических смол применимы при температуре в изолируемом объекте до 70—80°С.

Для целей, аналогичных рассмотренным, возможно применение вязко-упругих составов (ВУС). Вязко-упругий состав готовят из смеси 1%-ного водного раствора полиакриламида (ПАА), 2%-ного водного раствора гексорезорциновой смолы (ГРС) и формалина 38—40%-ной концентрации в соотношении объемов соответственно 1:0, 1:0,02 ($1,0 \text{ м}^3 + 0,1 \text{ м}^3 + 0,02 \text{ м}^3$). Состав применим при температурах до 90°С. После конденсации ВУС превращается в упругую гелеобразную массу, образуя в пористой среде или стесненных зазорах несдвигаемый непроницаемый экран.

В промышленности используют, как правило, жидкий 8%-ный ПАА, затаренный в бочках вместимостью 0,35 м³. Для приготовления 1 м³ 1%-ного раствора ПАА необходимо в 0,9 м³ воды растворить 110 кг 8%-ного ПАА. Также применяют сухой 50%-ный ПАА, поставляемый в полиэтиленовых мешках.

В этом случае для приготовления 1 м³ 1%-ного раствора необходимо 20 кг сухого 50%-ного ПАА растворить в 0,98 м³ воды.

Применяют в основном кристаллическую ГРС. Для приготовления 0,100 м³ 2%-ного раствора ГРС необходимо в 0,098 м³ воды растворить 2 кг ГРС.

Формалин поставляют в бочках вместимостью 0,20—0,22 м³, а иногда в цистернах.

При использовании ВУС достаточно одного цементировочного агрегата ЦА, схема обвязки которого приведена на рис. 21.

В мерную емкость ЦА подают расчетный объем воды, создают круговую циркуляцию через приемный бачок, в который постепенно подают расчетную массу ПАА. Полученный раствор перемешивают в течение 20—30 мин.

В приемный бачок засыпают необходимую массу ГРС и заливают расчетный объем воды. Эту операцию для сокращения продолжительности процесса рекомендуется выполнять заранее. После растворения ГРС, создав круговую циркуляцию через приемный бачок, в течение 30—40 мин перемешивают растворы ПАА и ГРС. Не прекращая циркуляцию приготовленной смеси, в приемный бачок надо постепенно заливать расчетный объем формалина и перемешивать в течение 10—15 мин, а затем закачивать в скважину и задавливать в изолируемый объект. Через 24 ч плавным допуском НКТ при одновременной прямой или обратной промывке колонны в зоне изоляции скважину очищают от ВУС и проверяют на приемистость.

При изоляционных работах нередко применяют гидрофобный тампонажный материал (ГТМ).

Отличительными свойствами ГТМ от тампонажных цементов и смол (ТСД-9, ТС-10, ФР-12) служат его гидрофобность в исходном и отвержденном состоянии, способность отверждаться в пресной и пластовых водах, нефтях и органических жидкостях при температуре в пределах от -5 до $+80^{\circ}\text{C}$.

ГТМ-3, разработанный ВНИИБТ и Институтом сланцев ЭССР, представляет собой двухкомпонентный раствор, состоящий из алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы и отвердителя полиэтиленполиамин (ПЭПА). ГТМ-3 — однородная темно-коричневая жидкость без осадка и механических примесей с плотностью при 20°C от 1000 до 1100 кг/м³, которую можно легко регулировать в пределах 1050—1650 кг/м³ за счет введения цемента.

Камень, сформированный из ГТМ, обладает упруго-эластичными и безусадочными свойствами, газо-водо-нефтепроницаем при перепадах давлений до 25,0 МПа, а также имеет повышенную стойкость во времени к агрессивным средам и хорошие адгезионные свойства.

ГТМ при смешении с водой коагулирует, образуя упруго-эластичную массу. Изменяя концентрацию отвердителя, можно подобрать необходимые сроки схватывания при соответствующей температуре. Необходимо отметить, что компоненты сохраняют свои свойства и не требуют подогрева даже при использовании их в условиях низких отрицательных температур.

Перечень полимерных тампонажных материалов, применяемых при температурах в изолируемой зоне выше 70 — 80°C , весьма ограничен. На стадии внедрения из числа названных материалов находятся фенолоспирты, фенолошлаки, силаны.

Фенолоспирт (ФС) представляет собой хорошо растворимую в воде жидкость красно-коричневого цвета с характерным запахом, плотностью 1100—1130 кг/м³, вязкостью 0,005—0,02 Н·с/м² и $\text{pH} = 7$ —9. Приготавливают ФС в заводских условиях, в частности на Карабулакском заводе химреагентов, путем совместной варки (60 — 65°C) в реакторе фенола и формалина в присутствии расчетного количества 40%-ного раствора едкого натра или 10%-ного раствора кальцинированной соды. По окончании процесса фенолоспирт охлаждают до 28 — 30°C и сливают в емкость для хранения.

Скорость конденсации фенолоспирта зависит от pH , внешнего давления и температуры и с их увеличением возрастает. Однако в наибольшей степени влияет температура: возрастание ее на 10°C приводит к сокращению сроков загустевания более чем в 2 раза. Геоэстатический температурный интервал использования ФС находится в пределах от 70 до 110°C . При температуре ниже 65°C ФС не отверждается.

Фенолоспирт характеризуется высокой проникающей способностью и фильтруемостью в пористые среды, поэтому его с успехом можно применять вместо водных растворов смол в области высоких температур.

В зависимости от целей операции применяют как чистый, так и с различными наполнителями фенолоспирт. В качестве наполнителей используют глинопорошки, молотый мел, шлаковые цементы.

Фенолошлаковая композиция (ФШК) представляет собой состав, содержащий фенолоспирт, воду, тампонажный шлаковый цемент и наполнитель. В зависимости от типа шлакового цемента и наполнителя (барит, гематит, руда) плотность раствора ФШК может изменяться от 1700 до 2300 кг/м³. ФШК вследствие поликонденсации фенолоспирта и

гидратации шлама превращается в высокопрочную коррозионностойкую органо-минеральную композицию.

Свойства ФШК в зависимости от температуры при давлении 10—80 МПа следующие (табл.4.3)

Фильтрат ФШК при температуре выше 65° С отверждается в монолитную пластмассу, обеспечивая при этом сцепление камня со стенками скважины и колонны. Отвердевшая ФШК практически непроницаема и коррозионностойка.

Таблица 4.3

Свойства ФШК

Температура, °С	70	80	90	100	110
Время загустевания, мин	400-600	200-300	90-140	40-70	20-40
Прочность после 10 ч твердения, МПа	2	5	6	8	9
при изгибе	5	11	13	19	24
при сжатии					

Силанами называют обычно кремнийорганические соединения типа алкил (арил) хлорсиланов, представляющие собой бесцветные легкоподвижные дымящиеся на воздухе жидкости с резким специфическим запахом, который обусловлен выделением хлористого водорода при контакте силанов с влагой атмосферы. Силаны относятся к классу селективных тампонажных материалов (селективными тампонажными материалами называют материалов, при взаимодействии которых с минерализованной водой образует малопроницаемую геолообразную массу). При введении в призабойную зону они растворяются в нефти нефтенасыщенных интервалов и гидратируются водой, содержащейся в обводнившихся интервалах.

Проникновение силанов в водонасыщенные пласты вызывает образование зоны, состоящей из пористой среды, насыщенной полимерной массой, вязкость которой по мере концентрации возрастает вплоть до полной потери текучести. Образованный полимер обладает хорошей адгезией к горной породе, что обуславливает закупоривание водонасыщенных интервалов пласта. При этом в нефтенасыщенных интервалах проницаемость полностью сохраняется.

Основное достоинство силанов — возможность использования их в условиях высоких температур (140° С и выше), где ощущается острый дефицит изоляционных материалов. К существенному недостатку силанов можно отнести токсичность, взрыво- и пожароопасность.

Одним из наиболее популярных полимеров селективного действия является гидролизированный полиакрилонитрил, выпускаемый химической промышленностью в виде 10—15%-ного водного раствора под названием гипан. При тампонировании используют свойство гипана взаимодействовать с катионами кальция с превращением в студень, устойчивый против физических (температура, давление) и химических (пластовые воды, газы, нефть) воздействий. В качестве катионов кальция применяют хлористый кальций — вещество дешевое и доступное.

Однако длительные наблюдения за скважинами, обработанными гипаном, показали, что нередко случаи, когда тампонирующий эффект не достигается или с течением времени уменьшается и вместе с продукцией скважины на поверхность выносятся куски студня гипана.

В связи с этим большой интерес представляет изыскание системы, коагулирующей под влиянием пластовых вод любого состава и минерализации с образованием тампонирующего материала, отвечающего требованиям качественной изоляции каналов перетока.

При исследованиях в данном направлении авторы использовали свойства некоторых растворенных веществ выпадать в осадок при смешении раствора с осадителем, в роли которого выступает вода. Это явление связано с тем, что при смешении раствора какого-либо вещества с жидкостью, в которой данное вещество не растворяется, происходит разделение фаз и растворенное вещество выпадает в осадок. Количество выпавшего осадка зависит от свойств растворителя, осадителя и растворенного вещества и в отдельных случаях может достигать 100%. Известно, что чем больше молекулярная масса вещества, тем «легче и полней оно осаждается».

В качестве осаждающихся закупоривающих веществ в нефтяной промышленности использовали нафталин, воск, стеариновую кислоту, смоляные полимеры, а в качестве растворителей — анилин, крезол, ацетон, спирты. Осадителем во всех случаях являлась пластовая вода.

Для успешного проведения операции растворитель должен хорошо смешиваться с пластовой водой. Перечисленные растворители в той или иной мере удовлетворяют этому требованию. Однако вещества, выбранные в качестве закупоривающих, обладают целым рядом существенных недостатков. При малой молекулярной массе вещества образуется осадок, представляющий собой мелкокристаллическое или рыхлое аморфное тело, не имеющее механической прочности. Адгезия таких осадков к породе мала, вследствие чего они быстро вымываются и тампонирующий эффект исчезает.

В то же время известно, что при смешении раствора макромолекулярного соединения (ММС) с осадителем образуется монолитный непроницаемый гель высокой механической прочности, обладающий, кроме того, другими выгодными свойствами, присущими ММС.

В связи с этим практический интерес представляло изыскание системы ММС — растворитель, коагулирующей под влиянием пластовых вод с образованием прочного непроницаемого геля.

Положительные свойства рассмотренных выше селективных тампонажных материалов могут проявляться лишь в случае, если изолирующий материал доставлен в назначаемую зону. Однако известно, что профили приемистости и отдачи пластов нередко не совпадают, поэтому при бесконтрольной закачке через существующий фильтр селективный тампонажный материал может не попасть в назначенный интервал и при контакте с реликтовой водой и водой, насыщающей приствольную зону, только снизит приток из нефтенасыщенной части пласта.

Следовательно, развитие и повышение информативности геофизических и других исследований (при бурении, креплении, эксплуатации, ремонте) в обводненных скважинах будет способствовать повышению успешности работ, в этом числе и с материалами селективного действия. Видимо, целесообразно не сокращать объемы исследований (одно из предполагаемых преимуществ селективной изоляции), а разрабатывать новые эффективные приборы и методики, обеспечивающие комплексную информацию.

Регулирование свойств тампонажных материалов на основе цемента

В подавляющем большинстве организаций нефтяной отрасли при изоляционных работах используют необработанные цементные растворы, что является одной из основных причин невысокой эффективности операций. В то же время применение понизителей водоотдачи, пластификаторов и других облагораживающих добавок, а также различных методов активации цементов (механической, гидравлической, выдержкой) не требует изменения сложившейся технологии работ и обеспечивается существующим тампонажным оборудованием. Количество необходимых добавок на несколько порядков меньше применяемых объемов цемента, так что задача сводится в основном к правильному выбору добавок, отвечающих геолого-технической обстановке в скважинах региона.

Для большинства ремонтно-восстановительных работ можно с успехом использовать полимерцементные и цементно-полимерные составы. Из этого класса тампонажных материалов наиболее широко распространены фенолоцементные композиции, в которых полимерный компонент представляет собой фенолоформальдегидный полимер из суммарных сланцевых фенолов.

ВНИИКРнефтью разработаны цементно-полимерные растворы, содержащие водорастворимые мономеры и образующие в процессе твердения эпоксидный полимер.

Для проведения цементирования под давлением во ВНИИКР-нефти разработана рецептура раствора с пониженной водоотдачей. В качестве реагента понизителя водоотдачи, использован сополимер винилового спирта ПВС-ТР.

ПВС-ТР — порошкообразный реагент, растворяющийся в воде при перемешивании в течение 10—15 мин. Введение 0,25—1,0% ПВС-ТР снижает водоотдачу тампонажного раствора до 5—35 см³/30 мин при перепаде давления 3,7 МПа и температуре от 0 до 100°С. Добавка 2—3% ПВС-ТР позволит получить тампонажные растворы практически с нулевой водоотдачей при тех же условиях. Кроме низкой водоотдачи, тампонажный раствор, обработанный ПВС-ТР, обладает высокой седиментационной устойчивостью.

Указанные свойства обеспечивают разработанному раствору высокую проникающую способность при закачивании в заколонное пространство через перфорационные отверстия при исправительном цементировании.

Исследование свойств тампонажного раствора с добавкой ПВС-ТР показало, что его введение не влияет на сроки схватывания растворов и прочность формирующегося камня.

Полимерные добавки ТЭГ-1 и ПЭПА — водорастворимые жидкости, не замерзающие до —50°С. Добавки вводят в воду затворения, после чего на растворе полимеров происходит затворение цемента. Смолу ТЭГ-1 добавляют в количестве 1—6% от массы цемента и в зависимости от термических и геолого-технических условий, а ПЭПА — в количестве 20% от объема смолы. Применение цементосмоляных композиций (ЦСК) с добавками ТЭГ-1 и ПЭПА возможно в температурном диапазоне 0—75°С.

Введение полимерных добавок улучшает следующие свойства раствора и, камня: подвижность; седиментационную устойчивость, скорость загустевания, скорость набора прочности на ранних стадиях твердения;

конечную прочность; водогазопроницаемость, плотность контакта цементного камня с металлом, глинистой коркой, породой, коррозионную стойкость.

ЦСК прошли успешные промышленные испытания на месторождениях Татнефти и Оренбургнефти (Россия) при изоляции водоперетоков в нефтяных скважинах.

Полимерцементные и цементно-полимерные растворы отличаются низкой фильтроотдачей, высокой проникающей способностью (особенно в малые зазоры), улучшенными физико-механическими свойствами камня и повышенной коррозионной стойкостью. Такое сочетание свойств придает им особую ценность при проведении повторных изоляционных работ. Причиной низкого качества ремонтно-изоляционных работ в скважинах служит использование некачественных, лежалых и частично прогидратировавших цементов.

В последние годы разработаны методы восстановления и повышения активности вяжущих за счет использования принципов физико-химической механики дисперсных систем

Гидравлическая активация, основанная на истечении суспензии из встречных насадок со скоростью 80—100 м/с, позволяет продиспергировать слежавшиеся частицы цемента и эффективнее смочить их водой затворения. В результате после прокачивания цементной суспензии через гидравлический активатор раствор становится седиментационно устойчивым, водоотделение его снижается, активность цемента повышается, что приводит к возрастанию прочности затвердевшего камня и снижению его проницаемости.

Гидравлический активатор отличается простотой конструкции и может быть приготовлен в условиях бурового предприятия (рис. 4.23). В цилиндрический корпус 8, изготовленный из утяжеленной бурильной трубы, в диаметрально противоположном направлении вмонтированы патрубки 4 с помощью переводников.

Внутри патрубков установлены металлокерамические насадки 6. К патрубкам с помощью быстросъемных соединений 2 прикреплены гнутые трубы высокого давления 3, которые через тройник 1 соединены с нагнетательной линией от цементировочного агрегата. Выкид из активатора 7 обвязывают с цементировочной головкой на устье скважины (см. рис. 4.24).

Если при цементировании используют осреднительную емкость, то цементировочную технику обвязывают по схеме, представленной на рис. 27. Цементировочный агрегат 1 через выкидную трубу 8 подает жидкость затворения в приемную воронку 4 бункера СМН-20. Приготовленный раствор из приемного бачка 3 цементировочный агрегат 2 перекачивает через гидроактиватор 5 в осреднительную емкость 6. Из емкости цементировочный агрегат 1 через приемную трубу 7 подает активированный раствор по нагнетательной линии 9 в скважину.

Установлено, что свойства тампонажной дисперсии изменяются в зависимости от времени перемешивания в процессе приготовления цементного раствора. Этот эффект используют для целенаправленного регулирования технологическими свойствами тампонажной системы. Особенно хорошие результаты получены при комбинировании гидравлической активации с перемешиванием. Так, в контрольных опытах после гидроактиватора и 20 мин перемешивания начало схватывания цементного раствора с $V/C = 0,5$ сократилось на 45 мин, конец

схватывания наступил раньше на 1 ч 15 мин, водоотдача снизилась на 50%, динамическое напряжение сдвига от 9,3 до 7,0 Н/м², прочность затвердевшего камня через 2 сут достигла 7,4 МПа вместо 6,0 МПа.

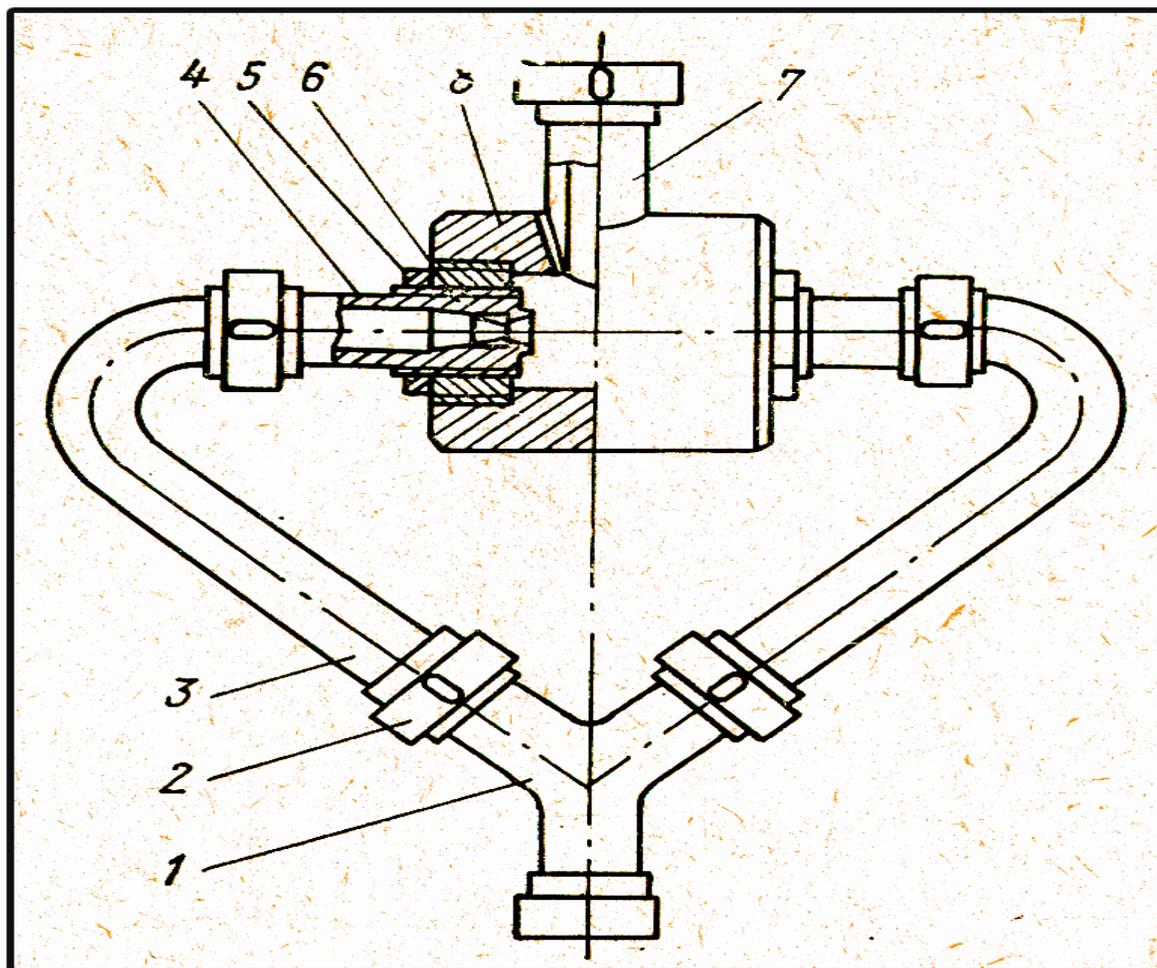


Рис.4.23. Схема гидравлического активатора

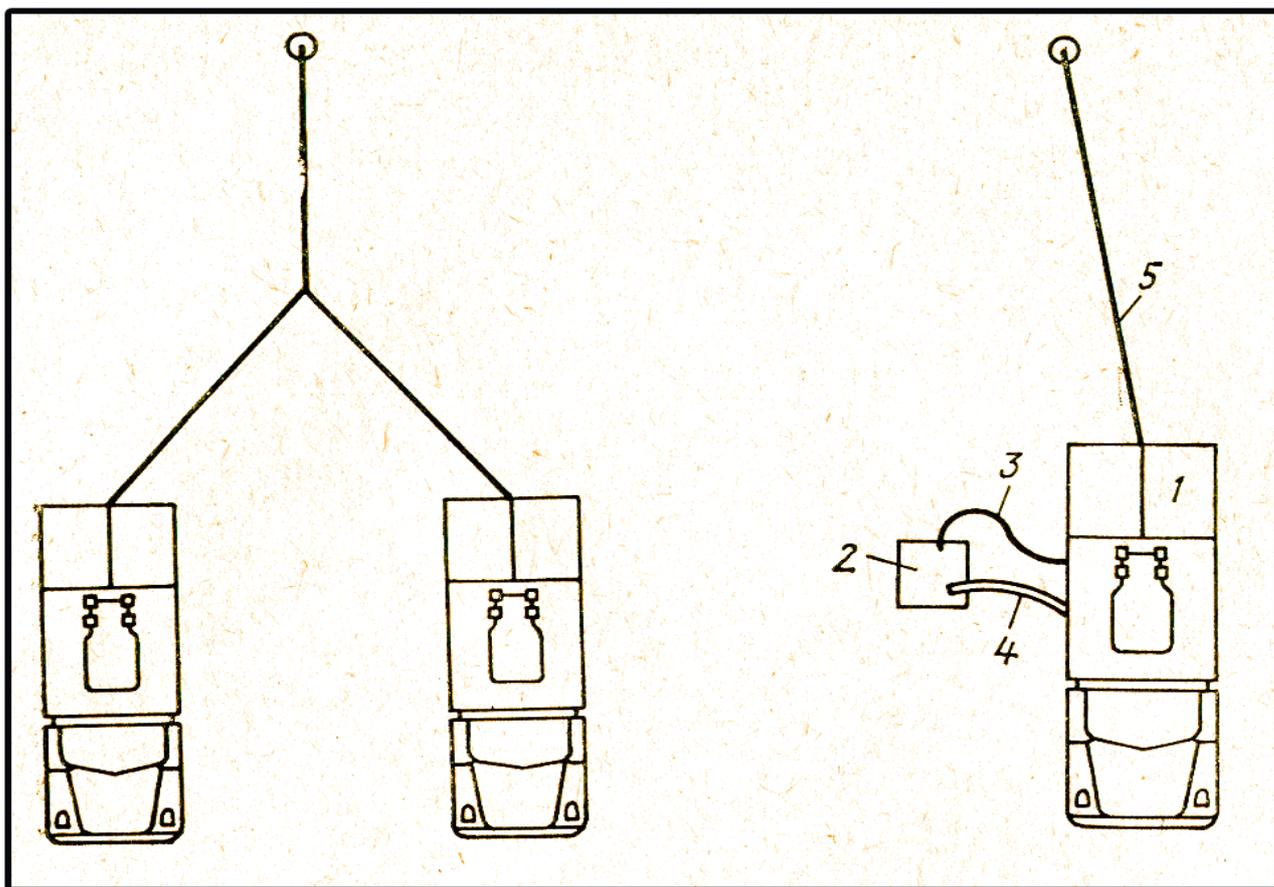


Рис. 4.24. Схема обвязки цементировочного оборудования при использовании гидравлического активатора.

Для улучшения физико-механических показателей раствора и камня на месторождениях Западной Сибири в последние годы в качестве добавок к цементу применяют высокодисперсные окислы кремния (ВДО). ВДО (аэросил, бутосил и метаксиаэросил) — двуокись кремния с привитыми гидроксильными и органическими радикалами, сыпучий белый порошок с удельной поверхностью (1,75—3,0) $105 \text{ м}^2/\text{кг}$, нетоксичный и безопасный в обращении.

Благодаря большой удельной поверхности ВДО равномерно распределяются по объему раствора, покрывают контактные поверхности частиц цемента и пластифицируют суспензию. Во всем объеме раствора образуется устойчивая коагуляционная структура, обеспечивающая как повышенную водоудерживающую способность дисперсии, так и ее хорошую подвижность. Цементные растворы с ВДО характеризуются повышенной проникающей способностью, стабильностью, способностью сохранять исходную подвижность при вынужденных остановках процесса. Тампонажный камень обладает повышенной изолирующей способностью.

Гидрофобные ВДО (аэросил, метаксиаэросил) вводят в тампонажный цемент в сухом виде при загрузке в цементосмесительные машины. Гидрофильные ВДО (диэтиленгликольаэросил) вводят в воду затворения. Количество добавки зависит от типа ВДО и целей операции и, колеблется от 0,05 до 2% от массы сухой тампонажной смеси.

При цементировании под давлением в зоне высокопроницаемых пород с низкими пластовыми давлениями также получили применение аэрированные тампонажные системы. Например, на предприятиях

Главтюменнефтегаза (Россия) системы со следующей рецептурой: 80% цемента, 27% кварцевого песка, 2,8% бентонита, 0,2% метаксиаэросила. Эта четырехкомпонентная смесь затворяется на воде и закачивается в скважину через гидравлический активатор. Параллельно включают в работу компрессор УПК-80. Суспензию обогащают воздухом до активатора, а в гидравлическом активаторе происходит дополнительное перемешивание аэрированной системы. На 1 м³ суспензии расходуется 40 м³ воздуха. Полученная пена поступает в трещины пород и создает блокирующий экран путем адсорбирования пузырьков воздуха на горных породах. По мере заполнения трещин пеной давление при нагнетании увеличивается. После этого в скважину закачивают «чистый» цементный раствор.

Нефтецементные растворы

Для ликвидации прорывов верхних, нижних и подошвенных, вод в эксплуатирующиеся скважины в промышленной практике многих месторождений с успехом применяют нефтецементные растворы, обладающие хорошей фильтруемостью и свойствами селективной изоляции. Благодаря этим свойствам указанные растворы не схватываются без контакта с водой и сохраняют подвижность в течение длительного периода, что, повышая проникающую способность материала, не препятствует его вытеснению нефтью из призабойной зоны при освоении.

Ввиду отсутствия опасности схватывания смеси в процессе цементирования нефтецементный раствор можно продавливать в отверстия фильтра без ограничения срока, при минимальной подаче насосов.

Взаимодействуя с минимальным количеством воды в трещинах пласта, нефтецементный раствор образует прочный цементный камень, препятствующий поступлению воды к дырам фильтра.

В нефтецементных растворах цемент затворен на углеводородной жидкости (нефти, дизельном топливе, керосине) с добавкой поверхностно-активного вещества (ПАВ), которое улучшает смешивание тампонажного цемента и углеводородной жидкости в однородную массу, способствует сохранению подвижности нефтецементного раствора в течение длительного времени, облегчает вытеснение углеводородной жидкости при контакте нефтецементного раствора с водой, а также сокращает расход, нефтепродуктов за счет увеличения их смачиваемости.

В качестве ПАВ применяют асидол, креозол, НЧК, керосиновый контакт, контакт Петрова, нафтенат кальция, фенол, ОП-7, битум марки III и др.

Подготовку скважины к цементированию ведут так же, как и в обычных случаях. После промывки до забоя или при полностью открытой фильтровой части скважину испытывают на приемистость. При нормальной приемистости рекомендуется башмак НКТ устанавливать выше верхних отверстий фильтра на расстояние, вмещающее объем рассчитанного для цементирования тампонажного состава.

Нефтецементный раствор готовят следующим образом. Замерные емкости цементировочного агрегата заполняют расчетным количеством углеводородной жидкости и растворяют в ней ПАВ. Смесь размешивают насосом цементировочного агрегата до получения однородного раствора,

после чего цемент затворяют обычным путем. Полученный нефцецементный раствор закачивают в запасную емкость или в замерные емкости другого заливочного агрегата и дополнительно перемешивают. Проходя через насос, раствор продолжает перемешиваться и приобретает необходимую однородность.

После приготовления раствора в заливочные трубы закачивают первую порцию углеводородной жидкости в количестве, равном объему жидкости высотой 20—50 м в эксплуатационной колонне (нижняя буферная пробка). Вслед за нижней буферной пробкой в скважину закачивают нефцецементный раствор, а затем — вторую буферную пробку из углеводородной жидкости объемом, занимающим в заливочных трубах высоту 150—200 м. Это делают для того, чтобы предохранить нефцецементный раствор от смешивания с продавочной жидкостью. Кроме того, определение приемистости скважины обычно сопровождается поглощением больших объемов воды, что приводит к частичному обводнению нефтеносного участка горизонта. В подобных случаях может возникнуть насыщение водой цементирующего материала, находящегося в нефтеносной части пласта, поэтому для предотвращения зацементирования нефтеносного пласта рекомендуется нижнюю буферную пробку продавливать в пласт, создавая таким образом нефтяную оторочку между водой и вводимым нефцецементным раствором.

Когда столб первой буферной пробки по расчету достигает нижнего конца заливочных труб, кран затрубного пространства на цементирующей арматуре закрывают и продавливают нижнюю буферную пробку и нефцецементный раствор в отверстия фильтра. Максимальное количество продавочной жидкости определяется суммой объемов НКТ и тампонирующей смеси. При достижении расчетного давления продавливание считают законченным и скважина оставляется на ОЗЦ под давлением. Через 48 ч оставшийся цемент в колонне промывается или разбуривается и скважина осваивается при плавном нарастающей депрессии на пласт.

Если приемистость скважины мала, то рекомендуется комбинированный способ цементирования. Башмак НКТ устанавливают в пределах нижних отверстий фильтра и большую часть нижней буферной пробки задавливают в пласт. Остальную часть вместе с нефцецементным раствором перепускают в затрубное пространство. Затем НКТ поднимают выше уровня тампонирующей смеси и приступают к процессу продавливания нефцецементного раствора в пласт.

Продавливание при любой схеме цементирования производят при минимальной подаче насосов, с перепуском части жидкости в приемную емкость цементирующего агрегата.

После достижения расчетного давления скважину оставляют на ОЗЦ под давлением.

Продавливание нефцецементного или водоцементного растворов в пласт при расположении башмака НКТ у нижних дыр фильтра не рекомендуется. При наличии перепада давления в призабойной части скважины из тампонирующей смеси идет интенсивное отфильтровывание жидкой фазы. При использовании водоцементных растворов это вызывает резкое сокращение сроков схватывания смеси, что в совокупности с другими факторами (температура, давление, время проведения операции) может служить причиной прихвата НКТ. В случае применения нефцецементных растворов процесс отфильтровывания жидкой фазы идет еще

интенсивнее. В интервале перфорации образуется плотная спрессованная пробка из обезжиренного цемента, которая также может явиться причиной прихвата НКТ.

Кроме описанных выше тампонажных материалов, в настоящее время отрасль располагает обширной гаммой других изолирующих составов. Однако применение их не всегда эффективно, так как нет приемлемой методики их выбора в зависимости от вида ликвидируемого осложнения и геолого-технической обстановки в скважине. С другой стороны, качество тампонажного материала само по себе еще не определяет эффективности повторной изоляции. Нередко тампонажный материал, прошедший успешные лабораторные испытания в условиях, моделирующих забойные, попав в скважину, не выполняет своего назначения. Видимо, методы и технологические приемы, используемые при его доставке в изолируемую зону,

не могут обеспечить условий, при которых данный материал проявляет все присущие ему полезные свойства. Следовательно, наряду с разработкой новых тампонирующих смесей необходимо уделять самое серьезное внимание эффективному управлению процессом.

4.15. Методы крепления пород призабойной зоны скважин

В процессе разработки пластов, сложенных рыхлыми, слабощементированными породами, в скважину из пласта вместе с жидкостью проникает большое количество песка. Песчинки при недостаточной для их подъема скорости восходящего потока жидкости осаждаются на забое, образуя столб песка (пробку), что приводит к серьезным осложнениям.

Для уменьшения пескопроявления и предотвращения нарушения призабойной зоны скважин используют следующие методы:

1) Применение штанговых скважинных насосов специальных конструкций

(например, типа «пескобрей»), «хвостовиков» из труб небольшого диаметра, спускаемых под насосами до середины фильтра, полых штанг, скребков-завихрителей и других приспособлений, обеспечивающих вынос на поверхность песка.

2) Создание в насосно-компрессорных трубах скоростей восходящего потока жидкости за счет подлива в затрубное пространство растворов, обработанных ПАВ.

3) Крепление призабойной зоны скважин водоцементным раствором, цементнопесчаной смесью, химическими реагентами, пластмассами и создание гравийных фильтров.

Крепление пород призабойной зоны водоцементным раствором. Сущность метода заключается в закачке водоцементного раствора в призабойную зону скважины. В зависимости от поглотительной способности скважины и мощности пласта производят 1—3 заливки. Цементный раствор заполняет пустоты и трещины в

породе, затвердевает и тем самым закрепляет породу. Однако при этом несколько снижается проницаемость призабойной зоны.

4.16. Возвратные работы

Возвратные работы — процесс перевода данной скважины для разработки горизонта или пропластка, залегающего ниже или выше пласта, разработка которого по тем или иным причинам прекращается (в некоторых случаях временно).

Возвратные работы обычно осуществляются на многопластовых нефтегазовых месторождениях с целью более полного охвата разработкой всех залежей и более рационального использования фонда действующих скважин.

Возврат скважин на эксплуатацию ниже- или вышезалегающих пластов осуществляются в основном при истощении или малодебитности эксплуатируемого пласта, его полного обводнения контурной водой, а также в том случае, если газовый фактор превышает оптимальные для данной залежи значения, или по каким-либо техническим причинам.

Возврат скважины на другие горизонты по техническим причинам допускается:

- 1) если нет возможности осуществить в ней изоляционные работы по прекращению притока посторонних вод;
- 2) если дальнейшая эксплуатация скважины затруднена из-за наличия де-фектов в обсадной колонне и невозможно их устранить;
- 3) если в скважине произошли сложные аварии, ликвидация которых невозможна или экономически нецелесообразна.

Одна из главных причин возврата скважины на эксплуатацию другого пласта — истощение разрабатываемого пласта, когда суточный ее дебит достигает предела рентабельности. Этот предел определяется уровнем себестоимости добычи нефти, учитывающим возмещение всех издержек производства при действующих оптовых ценах на нефть и нефтепродукты (т. е. издержки по добыче, транспортировке и переработке нефти).

Решение о нерентабельности дальнейшей эксплуатации данной скважиной данного пласта из-за ее малодебитности по нефти и газу можно принимать лишь после применения в ней всего известного комплекса мероприятий по повышению нефтегазоотдачи.

По расчетам ЦНИИТЭнефти установлены следующие пределы дебитов (по нефти) для определения пределов рентабельности и дальнейшей эксплуатации данной скважины в зависимости от глубин.

Возврат скважины на вышезалегающий горизонт

Возврат скважины на вышезалегающий горизонт осуществляют при необходимости прекращения эксплуатации оставляемого горизонта или по техническим, причинам. В этих целях эксплуатируемый горизонт разобщают от вновь вводимого путем создания монолитного цементного моста в колонне над оставляемым горизонтом. При этом основное внимание следует уделять изоляции оставляемого горизонта от проникновения воды (в особенности если она высоконапорная, а возвращаемый горизонт расположен на небольшом расстоянии от оставляемого объекта). В таких случаях при возвратных работах

нагнетают цементный раствор под давлением через отверстия фильтра. Если же возвращаемый горизонт значительно удален от оставляемого объекта, цементный стакан можно создавать при нагнетании раствора без давления.

Если нет опасности проникновения чуждых вод в возвращаемый объект, можно затрамбовать забой песком или глиной, а затем создавать цементный стакан необходимой высоты. Если имеется опасность прорыва нижних вод к возвращаемому объекту, в скважинах, сильно поглощающих жидкость, практикуется ввод в пласт песка до частичного восстановления циркуляции и лишь после этого производят цементирование под давлением.

Для снижения интенсивности поглощения жидкости пластом практикуется применение одной-двух заливок гелецемента с добавкой в цементный раствор алюминиевого порошка или предварительная глинизация пласта.

В ряде случаев на практике при двухколонной конструкции в заколонном пространстве цементного кольца не оказывается, что создает угрозу проникновения посторонних вод к возвращаемому объекту через это пространство. В подобных случаях рекомендуется вырезать и извлечь внутреннюю колонну на 15—20 м ниже возвращаемого объекта, а затем провести цементирование под давлением с таким расчетом, чтобы новый искусственный забой был выше обреза извлеченной колонны на 8—10 м.

Если по ряду технических причин колонну извлечь невозможно, ее простреливают ниже возвращаемого объекта на 10—15 м и затем цементируют под давлением с расчетом продавки цементного раствора в межтрубное пространство и оставления в колонне цементного стакана соответствующей высоты.

До начала цементирования скважина должна быть обследована с помощью печати.

При возвратных работах после установления цементного стакана на заданной глубине скважину обязательно испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня жидкости.

Возврат скважины на нижезалегающий горизонт

Возврат на нижезалегающий горизонт осуществляется сравнительно редко и обычно в тех случаях, когда соседние скважины, с помощью которых должны были извлечь нефть из намечаемого к возврату объекта, выбыли из эксплуатации по тем или иным геолого-техническим причинам.

Работы по возврату на нижезалегающий горизонт сводятся, в основном к следующему. Ствол скважины и забой обследуют конусной свинцовой печатью для установления исправности эксплуатационной колонны и чистоты забоя. После этого оставляемый горизонт цементируют под давлением через отверстия фильтра. Затем цементный стакан разбуривают до необходимой глубины и испытывают колонну на герметичность. На практике чаще всего приходится эту операцию повторять неоднократно с заливкой нескольких пластов и разбуриванием нескольких цементных стаканов.

4.17. Зарезка скважин вторым стволом

Зарезка второго ствола позволяет восстанавливать скважины, в которых работы по очистке их от посторонних предметов или исправлению дефектов эксплуатационной колонны или ее фильтровой части не привели к необходимым результатам.

Зарезку вторым стволом выполняют следующим образом.

- 1) Скважину обследуют свинцовыми печатями и шаблоном для определения возможности применения отклонителя.
- 2) Выбирают место в колонне для вскрытия окна. При этом необходимо учитывать следующее:
 - а) для максимального использования длины основной колонны и сокращения длины второго ствола «окно» должно располагаться на возможно большей глубине в зоне, где есть цементное кольцо;
 - б) «окна» следует прорезать между муфтами обсадной трубы — при выполнении этого условия облегчается процесс прорезки, а прочность колонны уменьшается в наименьшей степени;
 - в) «окно» должно располагаться в зоне нахождения глинистых пластов, что обеспечит возможность внедрения в стенки пласта металлической стружки и кусков металла, отделяющихся от эксплуатационной колонны. Вскрытие «окна» против продуктивных пород может привести к тому, что второй ствол будет располагаться в непосредственной близости от первого, в результате чего могут возникнуть осложнения при проводке скважины и ее эксплуатации. Вскрытие окна против слабощементированных песков или песчаников, а также при отсутствии цементного кольца может привести к размыву и осыпанию породы, прихвату инструмента в зоне «окно»;
 - г) если конструкция скважины многоколонная, необходимо выбрать место для вскрытия на такой глубине, где располагается только одна колонна;
 - д) прорезку следует производить в зоне увеличения угла наклона ствола скважины;
 - е) в данном интервале должны отсутствовать водоносные или водопоглощающие пласты.

После определения интервала, в котором целесообразно прорезать окно с помощью локатора муфт или гидравлического расширителя определяют точное местоположение муфт, соединяющих трубы прорезаемой эксплуатационной колонны.

Действие локатора основано на изменении магнитных свойств колонны в зоне нахождения муфт — когда он находится рядом с ней, то на диаграмме записывается «пик».

Если для определения положения муфт используется гидрорасширитель, то его спускают на бурильных трубах выше 20 м предполагаемой зоны прорезки окна, закачивают в него жидкость и медленно перемещают вниз. При этом резцы выходят из корпуса расширителя и упираются в стенку колонны. При попадании их в стык между трубами, стянутыми муфтой, расширитель заводится, что регистрирует индикатор веса. Спуск расширителя прекращают, место расположения муфты фиксируют, после чего давление в гидрорасширителе уменьшают, резцы убираются в корпус, расширитель опускают вниз на 0,5—1 м; затем его опять нагружают давлением и продолжают спускать до встречи с новым

стыком труб, соответствующим следующей муфте.

3) Определив точное расположение муфт с учетом размеров отклонителя, в колонне создают цементный стакан с таким расчетом, чтобы, упираясь в него, отклонитель обеспечил прорезку окна, минуя муфту.

Для нахождения места расположения муфты и создания цементного кольца для опоры отклонителя применяют скважинные механические фиксаторы. Например, 1ФГМ-168 (рис. 4.25) состоит из корпуса, узла фиксации, узла центрирования и патрубка с ловушкой.

4) После создания цементного стакана на бурильных трубах спускают отклонитель для обеспечения необходимого отклонения от режущего инструмента, вскрывающего «окно» и предающего начальное направление при бурении второго ствола. Он представляет собой клин с плоской или криволинейной поверхностью.

Отклонитель ОЗС (рис. 4.26) включает три основных узла: опору и крепление 4, клин-отклонитель 3 и спускной клин 2. Опора и крепление служат для фиксации отклонителя на забое, исключают его поворот при вскрытии «окна» и бурении второго ствола. Клин-отклонитель обеспечивает необходимое направление режущего инструмента и воспринимает радиальную составляющую усилия, возникающего при прорезке стенки скважины. Спускной клин предназначен для спуска отклонителя в скважину.

Спускают отклонитель на бурильных трубах с небольшой скоростью. При достижении забоя срабатывает телескопическое устройство, шпильки срезаются, а отклонитель, продолжая перемещаться вниз, закрепляется плашками в колонне. Далее нагрузку на отклонитель увеличивают до 80—100 кН, в результате чего болты, соединяющие отклонитель со спускным клином, срезаются и его поднимают на поверхность. Отклонитель остается на забое постоянно и на поверхность не извлекается.

Для прорезки окон в скважинах с эксплуатационной колонной большого диаметра (свыше 168 мм) отклонитель фиксируют в колонне не плашками, а цементированием.

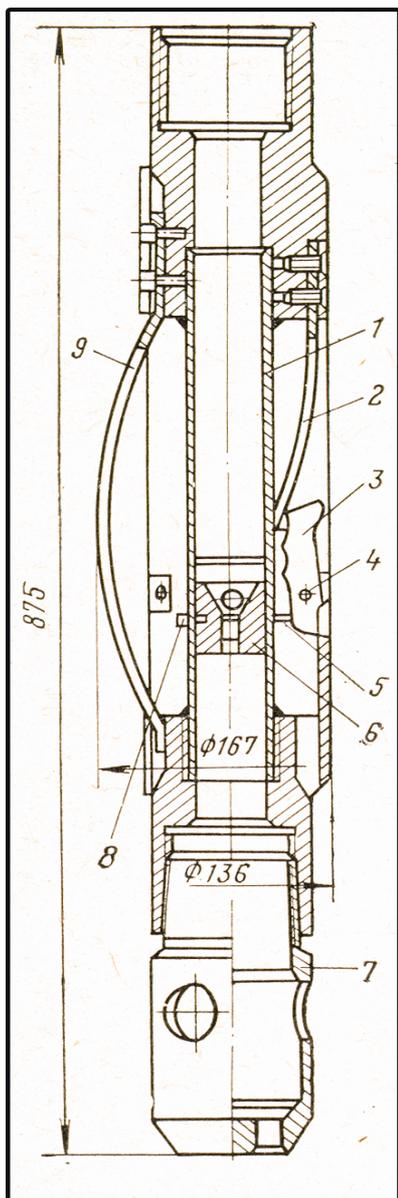


Рис.4.25. Фиксатор механический 1ФГМ-168:

1-корпус; 2-пружина; 3-зашелка; 4-палец; 5-штифт; 6-поршень; 7-ловушка; 8-установочный винт; 9-центрирующая пружина

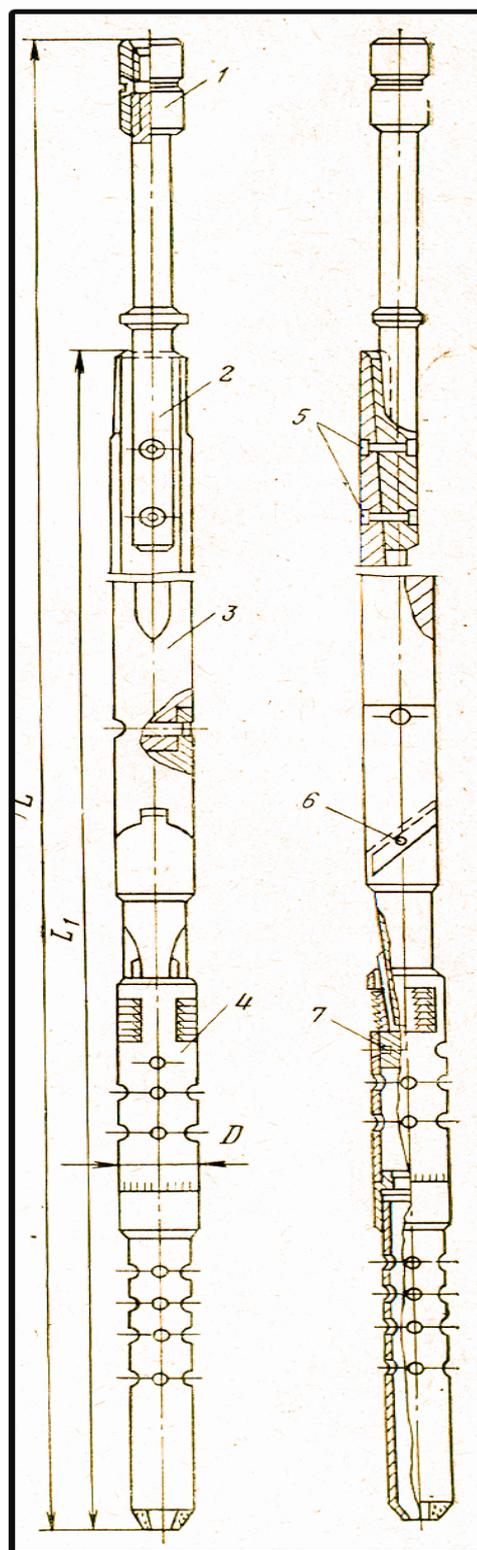


Рис. 4.26. Отклонитель

1-переводник; 2-спусковой клин; 3-клин-отклонитель; 4-узел опоры и крепления; 5-болт; 6,7-винт

Для прорезки «окна» в эксплуатационной колонне, через которое в дальнейшем бурят второй ствол, применяют режущий инструмент — райбер, имеющий форму усеченного конуса с продольными зубьями, армированными пластинами из твердого сплава (рис. 4. 27).

Райберы бывают также грушевидной формы, комбинированных конструкций, представляющих собой несколько конических секций, соединенных между собой. При этом первая секция протирает отверстие малого диаметра при соприкосновении со стенкой колонны, следующая расширяет окно, а последняя выравнивает края окна, формирует его окончательно.

Райбер крепится к колонне бурильных труб, вращаемых во время вскрытия ротором с частотой от 40 до 90 мин⁻¹, постепенно увеличиваемой по мере увеличения окна. Осевая нагрузка на райбер должна составлять 15—30 кН. Ее определяют из условий прорезки «окна» оптимальной формы с минимально возможным углом отклонения от оси скважины. При увеличении нагрузки райбер прорезает колонну под большим углом, высота «окна» оказывается укороченной. Для предотвращения этого и увеличения жесткости колонны бурильных труб она может снабжаться УБТ (утяжеленными бурильными трубами).

Перед прорезкой окна скважину заполняют глинистым раствором. Известны также способы создания «окна» в эксплуатационной колонне с помощью взрыва, после которого края «окна» окончательно обрабатываются райбером.

Перспективным направлением развития технологии является также использование гидropескоструйного перфоратора для вырезки «окна» требуемых размеров.

6) После прорезки окна приступают к бурению второго ствола. В начальный период до углубления на 4—5 м используют пико-образное долото диаметром, равным диаметру райбера, которое забивает все металлические частицы в стенку ствола скважины. Далее ствол бурят долотами с характеристиками, соответствующими залегающим породам.

В процессе бурения необходимо следить за скоростью проходки и при уменьшении ее своевременно менять долото, в противном случае возникает опасность подрезания колонны бурильных труб кромкой окна эксплуатационной колонны.

При появлении каких-либо осложнений бурение прекращают и поднимают долото выше окна в колонне.

Бурение можно производить роторным или турбинным способами с использованием турбобуров или винтовых забойных двигателей. Вскрывают продуктивный пласт теми же методами, что и при обычном бурении, создавая условия, исключаящие проникновение в него глинистого раствора.

7). После окончания бурения во второй ствол спускают обсадную колонну и цементируют ее.

В большинстве случаев спускают хвостовик («летучку»), длину которого выбирают таким образом, чтобы его верхний конец находился на 15—20 м выше окна основной эксплуатационной колонны. Если у основной эксплуатационной колонны выше «окно» имеются дефекты, то высоту хвостовика соответственно увеличивают.

Хвостовик спускают на бурильных трубах. Верх хвостовика оборудуют воронкой и специальным переводником, имеющим левую резьбу. После установки колонны на необходимой глубине начинают цементирование

через башмак с цементировочной пробкой. При проведении работ следует выполнять следующие правила.

1) Прорезание окна, забуривание второго ствола и разбуривание цементных пробок должны выполняться под непосредственным руководством

мастера.

2) При срезе шпилек отклонителя для зарезки второго ствола все члены бригады, за исключением бурильщика, должны быть удалены с буровой. Спуск отклонителя, посадка его на забой и срез шпилек производится под непосредственным руководством мастера.

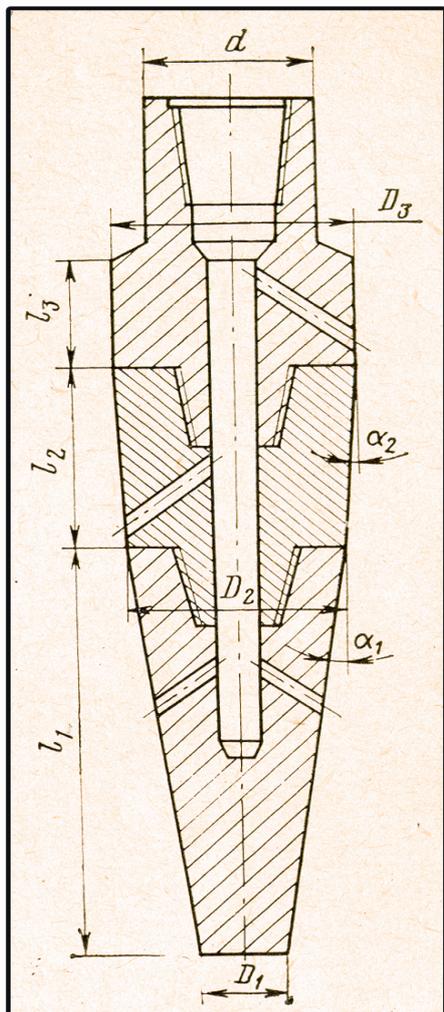


Рис. 4.27. Комбинированный райбер

4.18. Ремонтно-исправительные работы

Для устранения дефектов в обсадных колоннах необходимо определить глубину расположения дефекта. Для выбора правильного способа и эффективных параметров технологии ремонта обсадных колонн требуется прежде всего достоверная информация о состоянии поврежденной колонны: на какой глубине расположен дефект, каковы его формы, размеры и характер, положение относительно оси скважины, место положения дефекта (на теле трубы или в муфтовом соединении) и т.д. Необходима также информация о величине и направлении перепада давления в месте повреждения.

Определение глубины расположения и формы дефекта в колонне

В практике для определения глубины расположения дефекта в обсадной колонне применяют различные способы. В случае притока пластового флюида в скважину через дефект глубину расположения дефекта определяют по изменению плотности, температуры, химического состава жидкости в колонне. Можно использовать и удельное электросопротивление жидкости. В этих случаях широко применяются также гидродинамические методы с использованием расходомеров или дебитомеров.

При движении жидкости в обратном направлении, т.е. когда в скважине происходит поглощение жидкости через дефект, для определения места дефекта используют радиоактивные изотопы. Однако, если поглощение происходит более интенсивно и изотопы распространяются на большое расстояние от места расположения

дефекта, то этот метод не дает достаточного эффекта.

В отечественной практике для определения глубин расположения дефекта в обсадной колонне широкое применение нашел метод установки цементного моста с последующей опрессовкой колонны с устья скважины, но этот способ очень дорог и не всегда эффективен.

Для установления формы и размеров дефекта в колонне используют глубинные фотоаппараты, акустические телевизоры и печати.

Разработанный институтом ВНИИГеофизика скважинный фотоаппарат ФАС-1 и акустический телевизор имеют электрическую схему управления с поверхности земли и дают плоские изображения дефекта в колонне. Недостаток этих устройств - необходимость заполнения скважины водой.

Предложенное В.Ф. Целищевым устройство позволяет без заполнения скважины водой получить отпечаток с дефекта в колонне или с проницаемых стенок открытого ствола скважины. Это приспособление состоит из трубы с отверстиями, на которую надевается индикаторная оболочка. При закачке в трубы индикаторной жидкости (краситель или химический реагент) оболочка прижимается к стенке колонны и жидкость, проходя через дефект, образует на оболочке отпечаток его поперечного сечения. Недостаток этого способа — нечеткое изображение формы и размеров дефекта.

Более качественные отпечатки достигаются устройствами, позволяющими получить оттиск с дефекта путем прижатия к нему пластичного материала. На этом принципе действия основаны устройства, предложенные Р.А. Максutowым, М.Л. Кисельманом и др.

Определение интервала нарушения обсадных колонн с помощью пакера

Для определения мест повреждения в колонне на практике используют пакеры. Способ определения глубины расположения дефекта и проверки герметичности колонн с помощью пакеров отличается быстротой и удобством в работе. Однако они несовершенные, так как не могут быть использованы повторно. Объясняется это тем, что в качестве уплотняющего элемента применяют резиновый манжет самоуплотняющегося типа. В условиях действия высокой температуры и давления эти манжеты деформируются и теряют свою эластичность, что затрудняет их освобождение и извлечение из скважины после испытания колонны. Таким образом, подобные устройства не могут быть использованы повторно без подъема их из скважины и замены уплотнительной манжеты.

Автором вместе с А.А. Исмаиловым разработано устройство УИК-168 для определения места дефекта при испытании 168-мм обсадной эксплуатационной колонны на герметичность. Место дефекта в колонне определяется ее поинтервальной опрессовкой. УИК-168 (рис. 4.28) конструктивно отличается от существующих приспособлений наличием пакерующего узла, обеспечивающего многократное использование его за счет уплотнительной манжеты, армированной упругими металлическими пластинами.

Устройство УИК-168 состоит из корпуса 1, опорной гайки 2, уплотнительной манжеты 3, распорного кольца 4, штока 5, седла клапана 6, шара 7, пружины 8. Опорная гайка после навинчивания на корпус закрепляется стопорными винтами 9. Верхний конец корпуса имеет

внутреннюю резьбу диаметром 89 мм для соединения с несущей колонной насосно-компрессорных труб. Уплотнительная манжета армирована внутри упругими пластинами, которые способствуют возвращению ее в исходное нерабочее положение после снятия давления в системе. Распорное кольцо, входящее в уплотнительную манжету, соединено через продольные окна корпуса со штоком двумя установочными винтами 10 и может перемещаться по наружной поверхности корпуса вместе со штоком.

Седло клапана 6 и шар 7 совместно работают как клапан и вмонтированы они внутри установочного кольца 11. Седло клапана закреплено двумя стопорными винтами 12. Для создания необходимого уплотнения в кольцевые- канавки штока, седла клапана и установочного кольца вставлены резиновые уплотнительные кольца круглого сечения 13, 14 и 15. Для уменьшения трения и регулирования усилия пружины под ней внутри штока установлена шайба 16.

Для проведения испытания обсадной колонны УИК-168 с установленным в нем шаром с помощью несущей колонны насосно-компрессорных труб спускается на заданную глубину (рис. 4.29). Верхние концы проверяемой обсадной и подвесной колонн насосно-компрессорных труб соединяют с выкидом насосного агрегата. Обе линии, соединяющие, концы колонн с насосным агрегатом, оборудуются манометрами 4 и 5 и запорными кранами 5 и 7. Открывая кран 6, жидкость с помощью насосного агрегата подается в несущую колонну насосно-компрессорных труб 3. Под давлением жидкости шаровой клапан 2 вместе со штоком /, преодолевая сопротивление пружины, перемещается вниз. При этом перемещается вниз и связанное со штоком распорное кольцо клиновидного сечения, распирая внешний воротник уплотнительной манжеты и прижимая ее к внутренней стенке проверяемой обсадной колонны. Благодаря этому достигается разобщение верхней полости проверяемой обсадной колонны с нижней, т.е. со скважиной. После этого, перекрывая запорный кран, ведется наблюдение за изменением давления жидкости по манометру 5 внутри несущей колонны. Стабильность давления внутри этой колонны указывает на нормальную работу устройства, т.е. оно приведено в рабочее положение.

Затем, оставляя кран 6 закрытым, открывают кран 7 и жидкость закачивают внутрь проверяемой колонны. Повышая давление опрессовки внутри колонны до заданной величины, закрывают кран 7 и следят за изменениями давления по манометру 4. Падение давления в системе указывает на наличие дефекта в обсадной колонне выше места установки устройства. После этого, открывая оба крана, спускают давление в обеих колоннах. Устройство при этом принимает исходное положение. Если требуется проверка другого интервала колонн устройство переставляют в соответствующее место и повторяют описанный выше процесс проверки для данного интервала.

После определения поинтервальной опрессовки места дефекта колонны импульсом давления в несущей колонне срезают винты и жидкость беспрепятственно проходит через центральный канал штока в скважину. При выравнивании давлений пружина, освобождаясь от нагрузки, разжимается и отводит распорное кольцо вверх. Манжета, освобождаясь от распорного кольца, принимает исходное нерабочее положение и устройство можно извлекать из скважины.

В зарубежной практике широко применяются различные способы и

устройства, приборы для определения места дефекта в обсадных колоннах. Так, фирма "Блек Сивелз и Брисон лимитед" (США) разработала устройство, позволяющее получить отпечатки поврежденной колонны длиной около 3 м. Оно состоит из надуваемого баллона, покрытого снаружи слоем пластика-стирена толщиной 0,38 мм. Для получения отпечатка дефекта в баллоне после его установки против дефекта создают давление около 3,5 МПа и выдерживают в течение 5 мин. После уменьшения давления баллон сужается, принимая первоначальные размеры. Благодаря этому отпечаток дефекта хорошо сохраняется при извлечении устройства из скважины.

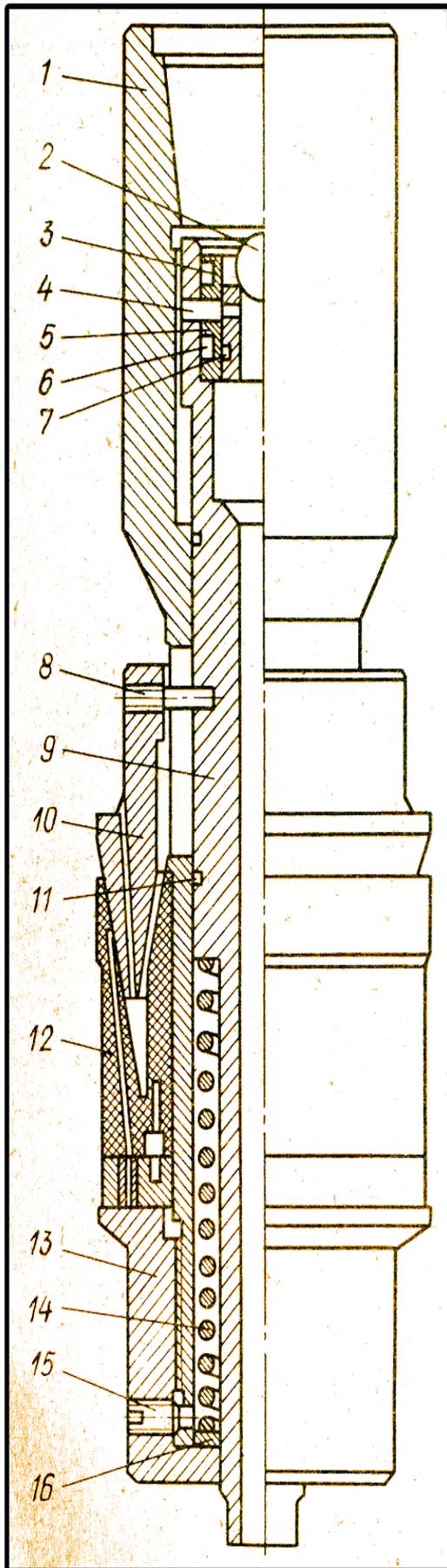


Рис.4.28. Устройство УИК-168

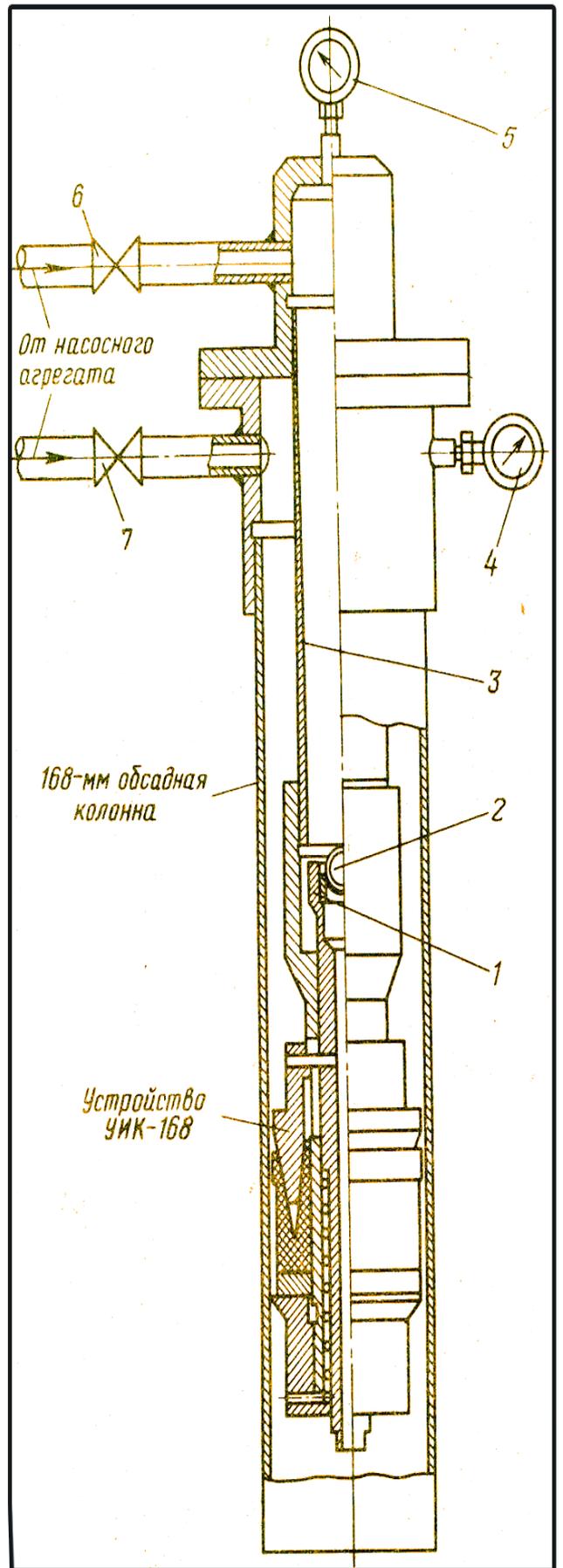


Рис. 4.29. Схема обвязки устройства УИК-168 при проведении испытания

На таком же принципе работы фирма "Лайнс" (США) выпускает конструкции печати для всех размеров обсадных колонн, а также двойные пакеры для всех размеров применяемых обсадных колонн. Двойные пакеры (многократного действия) состоят из двух уплотнительных элементов, размещаются друг от друга на заданном расстоянии и включаются в работу одновременно. Это позволяет с наибольшим эффектом осуществить поиск и точно определить место расположения дефекта в колонне.

Устранения негерметичности обсадных колонн установкой «Дорн»

Ремонт и исправление дефектов эксплуатационной колонны проводятся:

при смятии или разрушении обсадной колонны, образовании в ней трещин, коррозии, нарушении резьбовых соединений.

Перечисленные дефекты могут быть одиночными либо множественными, располагающимися в определенном интервале эксплуатационной колонны.

Единичное смятие колонны исправляют с помощью специального инструмента — справочных долот или фрезеров различной формы. Поврежденный участок обрабатывают в несколько приемов: сначала начинают работать инструментом, диаметр которого на 4—5 мм больше минимального внутреннего размера поперечного сечения смятой части колонны, и после каждого прохода применяют инструмент, на 5 мм превышающий предыдущий по диаметру.

Исправление смятия колонны начинают с использования справочных долот, спускаемых на колонне бурильных труб и вращаемых ротором с частотой до 80 мин⁻¹. Если в процессе исправления место смятия не удастся пластически деформировать и колонна начинает протираться, то применяют грушевидный или колонный фрезер. Обработку ведут до тех пор, пока шаблон номинального диаметра для данной колонны не будет свободно проходить через исправленный участок.

После исправления дефекта выправленный участок необходимо изолировать от воздействия пластовых вод с наружной поверхности и исключить возможность их проникновения через какие-либо мелкие трещины, которые могли образоваться в процессе пластического деформирования колонны.

Изоляция исправленного участка достигается:

созданием кольца цементного раствора вокруг эксплуатационной колонны в зоне дефекта путем нагнетания в заколонное пространство цементного раствора;

установкой металлических пластырей устройством типа Дорн;

спуском дополнительной колонны или «летучки»;

возвратом скважины на вышележащий горизонт;

зарезкой и бурением второго ствола.

Последние три способа используют в тех крайних случаях, когда применение предыдущих не дало эффекта или по каким-либо причинам не удалось реализовать.

Наиболее прогрессивно применение устройства Дорн для изолирования дефектов в стенке колонны (трещины, свиши, образовавшиеся в

результате коррозии, протирки, нарушение резьбовых соединений), а также перфорационных отверстий.

При использовании устройства Дорн в скважину спускают предварительно деформированную (с образованием гофров в продольном направлении) трубу, которая в процессе ее нагружения специальной головкой, пропускаемой через внутреннее отверстие, расправляет имеющиеся складки и плотно прижимает пластырь к стенкам скважины.

В зависимости от способа приложения нагрузки к пластырю и фиксации его в начальный период установки различаются: Дорн без опоры на колонну, в котором усилие для прижатия пластыря к стенке колонны создается за счет гидравлических цилиндров; Дорн с опорой на колонну с использованием якоря, удерживающего пластырь в начальный период его установки.

При установке пластыря выполняют следующие операции:

- а) спускают устройство в скважину (рис. 4.30, а);
- б) устанавливают его напротив поврежденного участка (при использовании Дорна с опорой на колонну устройство сажают на якорь) (рис. 4.30, б);
- в) вводят головку в пластырь (рис. 4.30, в) и деформируют его до состояния, исключающего смещения относительно эксплуатационной колонны под действием осевого усилия головки;
- г) за счет приложения усилия, создаваемого талевой системой, протягивают головку через внутреннее отверстие в пластыре (если использовался Дорн с опорой на колонну, предварительно отключают якорь) (рис. 4.30, г, д);
- д) поднимают устройство на поверхность (рис. 4.30, е).

При выборе типа используемого приспособления необходимо учитывать состояние эксплуатационной колонны и ее способность выдержать усилие, создаваемое при установке якоря и его работе в процессе установки пластыря.

Недостатками этих устройств можно считать малую длину поверхностей, снимающих отпечаток и неполное перекрытие внутренней полости обсадной трубы по периметру.

ВНИИКРнефть разработал гидравлические печати типа ПГ разового действия. Они позволяют снять отпечатки дефектов в эксплуатационных колоннах диаметром 146 и 168 мм в условиях среды, содержащей нефть и химические реагенты, а также при температуре до 90 °С. Принцип работы печати типа ПГ основан на прижатии пластичной поверхности расширяющегося резинового баллона к дефектному участку трубы. Баллон расширяется под давлением жидкости, закачиваемой с устья скважины. Конструкция печати многосекционная. Она состоит из нижней и верхней зажимных головок, соединительной перфорированной трубы, резинового баллона, канала для перетоков между резиновым элементом и поврежденной колонной. Печать снабжена нижним клапаном для заполнения устройства жидкостью и верхним клапаном для сбрасывания ее.

Гидравлическая печать на насосно-компрессорных или бурильных трубах спускается к месту повреждения колонны. При этом жидкость, находящаяся в скважине, через нижний клапан заполняет устройство и колонну труб. В течение 5—15 мин с устья скважины в перфорированной трубе создается давление 1—3 МПа, благодаря чему резиновый баллон, расширяясь, прижимается к поврежденному участку обсадной колонны и

снимает отпечатки. Затем под давлением сбрасывает верхний клапан и давление уменьшается, после чего печать поднимают на поверхность.

Для оценки степени износа стенок обсадных колонн необходимо иметь информацию о размерах выработки. С целью получения таких данных на практике применяют восьмирычажные каверномеры, измеряющие внутренние размеры колонны в восьми точках. Недостаток устройств этого типа — их невысокая точность в случаях, когда внутренняя полость обсадных труб покрыта затвердевшей коркой раствора. Разработанный СевКавНИПИнефть электромагнитный профилограф типа ЭПОК устраняет эти недостатки. Он позволяет обследовать обсадные колонны диаметрами 168—351 мм. Анализ результатов измерений износа обсадных колонн показывает высокую эффективность применения приспособлений типа ЭПОК.

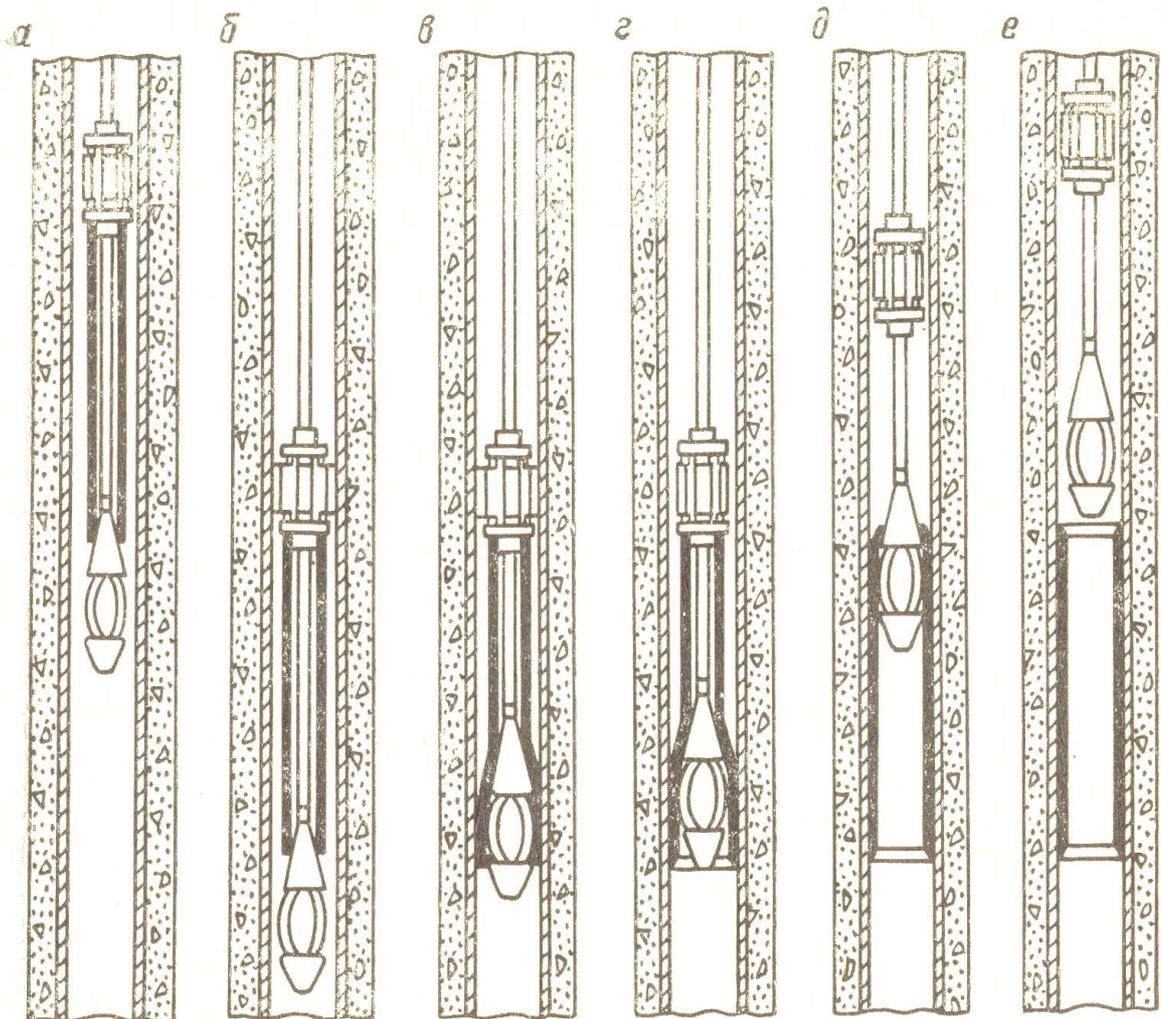


Рис. 4.30. Схема работы устройства типа «Дорн» с опорой на колонну:

а-устройство в транспортном положении; б-положение пластыря и опорного устройства-якоря относительно поврежденного участка обсадной колонны; в-положение дорнирующей головки в момент сцепления пластыря с колонной в начальный период дорнирования; г-положение в момент протяжки устройства с отключенным опорным устройством-якорем; д-процесс дорнирования (расширения) протягиванием устройства талевой системой; е-транспортировка на поверхность

Контрольные вопросы

1. Укажите основные операции, выполняемые при текущем и капитальном ремонтах скважин?
2. В чем заключается подготовка скважины подземному ремонту?
3. Опишите автоматизированную технологию спуска и подъема труб?
4. Чем отличаются операции, выполняемые при смене штангового скважинного насоса, погружного агрегата ЭЦН?
5. Какие операции выполняются при смене штангового скважинного насоса, погружного агрегата ЭЦН?
6. В чем заключаются известные способы удаления песчаных пробок?
7. Какие способы очистки труб от парафина применяются на промыслах и в чем их сущность?
8. Укажите основные этапы проведения ГРП?
9. Для чего проводится кислотная обработка скважин?
10. В каких случаях кислотная обработка наиболее эффективна?
11. С какой целью проводятся ремонтно-изоляционные работы?
12. Каковы особенности технологии изоляции верхних и нижних вод?
13. Почему необходимо знать точное расположение соединительных муфт колонн при зарезке скважины вторым стволом?
14. Какие виды тампонажных материалов используются при ремонтно-изоляционных работах?

РАЗДЕЛ 5

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1. Основные аспекты охраны окружающей среды

Деятельность предприятий нефтяной и газовой промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов бурения и добычи на природную среду, поэтому вопросы охраны окружающей среды для отрасли имеют важное значение.

Особенность такого воздействия процессов бурения - высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро- и биосферы, которые нередко превышают пороговые нагрузки, вызывая нарушение экологического равновесия в районах бурения, а в ряде случаев и деградацию отдельных компонентов природной среды.

Среди комплекса природоохранных мер, важная роль отводится мероприятиям по очистке, обезвреживанию и утилизации производственно-технологических отходов бурения и ремонта скважин — буровых сточных вод (БСВ), отработанных буровых растворов (ОБР), кислот и выбуренной породы или бурового шлака (БШ), поскольку они содержат в своем составе широкую гамму загрязнений, представленных применяемыми при ремонте и бурении материалами и химическими реагентами.

Охрана окружающей среды и рациональное использование ее ресурсов в условиях развития науки, техники и бурного роста промышленного производства стали одной из актуальных проблем современности.

Вопросы бережного отношения к природе в последние годы получили глубокое отражение в решениях правительства и государственных органов страны. Эффективная реализация этих решений возможна на базе интенсивного развития экономики, науки, техники и всестороннего совершенствования знаний о гармоническом взаимодействии человека с окружающей средой.

Научно-технический прогресс характеризуется не только бурным развитием производительных сил общества, но и все большим влиянием его на природу. Возможности, масштабы и глубина изменений людьми природной среды за последние десятилетия неизмеримо возросли, а проблема природоохранения приобрела исключительную остроту.

Выделяют следующие основные аспекты охраны окружающей среды: экологический, технико-экономический и социально-политический.

Экологический аспект природоохранения заключается в обеспечении благоприятных биологических условий жизни человека в настоящем и будущем. Решение комплекса задач этой проблемы сводится к сохранению и улучшению биосвязей животного и растительного мира с окружающей природой. Рост численности людей, сокращение площадей растительного покрова планеты и ограниченность резервов многих, необходимых для существования человеческого общества природных богатств придают экологическому аспекту охраны природы первостепенное значение.

Технико-экономический аспект состоит в рациональном выборе технологии производственных процессов, технических средств, обеспечивающих при наименьших экономических затратах реализацию необходимых природоохранных мероприятий.

Социально-экономический аспект. Результаты взаимодействия человека на природу необходимо рассматривать не только с точки зрения развития технического прогресса и роста населения, но и в зависимости от социальных условий, в которых они проявляются. Различным общественно-экономическим системам присущи разные отношения человека с природной средой.

Наше молодое государство последовательно и целенаправленно стремится осуществить политику бережного отношения к окружающей среде. Масштабы природоохранных мероприятий непрерывно возрастают. В основных направлениях экономического и социального развития на ближайшие десятилетия предусмотрено: повысить эффективность мер по охране природы; последовательно улучшать охрану водных ресурсов страны; более рационально использовать водные ресурсы; повысить эффективность работы очистных сооружений и установок; усилить охрану атмосферного воздуха; обеспечить рациональное использование земель, защиту их от ветровой и водной эрозии, селей, оползней, подтопления, заболачивания, иссушения и засоления; рекультивировать земель; улучшить охрану недр и комплексное использование минеральных ресурсов; снизить потери полезных ископаемых при их добыче, обогащении и переработке; усилить работу по охране, воспроизводству и рациональному использованию растительного и животного мира; повысить действенность государственного контроля за состоянием природной среды и источниками загрязнения, улучшить техническое оснащение этой службы эффективными автоматическими приборами и оборудованием.

5.2. Охрана воздушной среды

Разведка месторождений полезных ископаемых не сопровождается существенным загрязнением воздушной среды. Основными загрязнителями здесь являются выхлопные газы транспортных, технологических и энергетических машин. Из транспортных машин, широко используемых при производстве геологоразведочных работ, следует отметить автомобили, тракторы, вездеходы, вертолеты, самолеты и катера; комплекс технологических машин представлен буровыми установками, экскаваторами, бульдозерами и автопогрузчиками; к энергетическим машинам относятся передвижные и стационарные тепловые энергетические станции, компрессоры, индивидуальные приводы подъемных установок, вентиляторов, насосов и т.д.

Основные вещества в выхлопных газах двигателей, загрязняющие атмосферный воздух, — это оксиды углерода и азота, сернистые газы, альдегиды и др. При работе дизельных двигателей, кроме того, в воздушную среду поступает значительное количество аэрозоля в виде сажи и копоти; выхлопные газы бензиновых двигателей содержат свинец, хлор, бром, фосфор.

Хотя количество двигателей, эксплуатируемых в буровых организациях, значительно, концентрация их в нефтедобывающих

районах невелика, и поэтому не возникает заметных локальных загрязнений атмосферы, характерных для промышленных предприятий и автомагистралей.

Поступление в воздушную среду минеральной пыли происходит при взрывном и машинном разрушении пород; эрозии пород, складываемых на поверхности в отвалах; бурении скважин без промывки; эксплуатации грунтовых дорог, а также аэродромов, не имеющих травяных покрытий.

Поступление в атмосферу пыли при других процессах геологоразведочных работ столь незначительно, что его не принимают во внимание.

При эксплуатации транспортных и технологических машин с двигателями внутреннего сгорания выхлопные газы нейтрализуются до выхода их в воздушную среду путем каталитического окисления вредных компонентов. Нейтрализация осуществляется с применением беспламенного каталитического дожигания (окисления) при пропуске выхлопных газов через катализатор. Таким способом нейтрализуются оксид углерода, альдегиды и углеводороды. Кроме того, снижение вредных выбросов обеспечивает нормализация режимов работы двигателей, достигаемая при улучшении качества трасс.

При геологоразведочных работах целесообразно применять следующий комплекс мероприятий: более широко использовать электроэнергию от государственных и районных ЛЭП; укрупнять собственные тепловые электростанции с более совершенными приводами; использовать энергию рек, солнца и ветра; эксплуатировать технологические машины и передвижные компрессоры с электроприводом.

Значительно уменьшает пылевыведение на дорогах связывание пылевых фракций продуктами износа дорожных покрытий вяжущими веществами, образующими эластичный «коврик». Вяжущие вещества должны отвечать следующим требованиям: прочно связывать пылевые фракции, обладать эластичностью, быть нетоксичными, нерастворимыми в воде, неагрессивными по отношению к резине и металлу, экономичными.

Для снижения пылевыведения вследствие ветровой эрозии необходимо выбирать эрозионно-устойчивые формы породных отвалов, упрочнять откосы нерабочих бортов и выполнять рекультивационные работы.

5.3. Охрана земной поверхности

Земли, утратившие свою хозяйственную ценность или являющиеся источником отрицательного воздействия на природную среду в результате производственной деятельности человека, называются нарушенными. Нарушение земель происходит при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на территории промплощадок под буровые и геологоразведочные работы, в зонах расположения транспортных коммуникаций, аэродромов и перевалочных баз, на площадях, отводимых для жилищных и производственных сооружений.

К основным мероприятиям, направленным на сокращение экологического ущерба от сооружения и эксплуатации автомобильных и тракторных дорог, следует отнести: тщательный выбор видов транспортных связей и дорожных трасс с учетом конкретных географических условий, что позволяет уменьшить нарушение почвенно-

растительного покрова местности; оптимизацию конструктивных параметров, технологии сооружения, эксплуатации и ремонта дорожного полотна; выбор транспортных машин, обеспечивающих при прочих равных характеристиках наибольшую сохранность трассы; установление наиболее благоприятных периодов выполнения транспортных операций с учетом климатических условий и характеристик дорожного полотна; проведение восстановительных работ на земельных участках, нарушенных при сооружении и ремонте дорог (в частности, снятие и сохранение почвенного слоя при разработке резервов с последующим перекрытием им вскрытых пород, а также укрепление откосов выемок и насыпей); выполнение после окончания эксплуатации дороги агротехнических мероприятий по восстановлению нарушенных земельных участков.

При проектировании, сооружении, эксплуатации, консервации, восстановлении или ликвидации дорог, используемых геологоразведочными организациями, мероприятия природоохранного характера должны выполняться так же неуклонно, как и правила технической эксплуатации и безопасности движения.

Перемещение колесных и гусеничных машин по бездорожью оказывает наиболее существенное отрицательное влияние на почвенно-растительный слой в степных районах, в которых восстановление естественных ландшафтов затруднено из-за малой интенсивности протекания природных биологических процессов. Каждый рейс по бездорожью в степи осенне-летние периоды при обильном падении осадка образуют провалы, ямы, причем вездеход и тем более автомашина не может второй раз пройти по проложенной колее.

Значительно сократить бездорожные перевозки можно за счет более широкого использования водного транспорта (морского и речного). При этом большое значение приобретают мелководные буксиры, баржи и катера; работы, связанные с устройством транспортной связи, сводятся в некоторых случаях к расчистке в отдельных местах фарватера рек.

Рассмотрим мероприятия по снижению негативных последствий устройства и эксплуатации производственных площадок, на которых ведутся геологоразведочные работы, на примере площадок бурения разведочных скважин. При необходимости планировки поверхности всю удаляемую плодородную почву необходимо складировать в бурты. В местах возможного загрязнения поверхности нефтепродуктами, химреагентами, глиной, цементом верхний почвенный слой (мощностью 0,3—0,5 м) также удаляют и складировуют. На подготовленной площадке сооружают покрытие, чтобы предотвратить попадание загрязнителей в нижележащий почвенный слой. Покрытия устраивают с твердой поверхностью и гидроизоляционным слоем или грунтовые с гидроизоляционным слоем; насыпной грунт является адсорбентом.

После окончания бурения железобетонные плиты демонтируют, породы, залегающие под ними, перепахивают на глубину не менее 0,4 м и перекрывают почвами плодородного слоя, уложенными в буртах.

Сократить количество нарушаемых площадей можно при бурении многозабойных скважин. Размеры буровой площадки при многозабойном бурении практически такие же, что и при проходке одной скважины. Помимо уменьшения числа площадок снижаются количество и суммарная протяженность подъездных путей, располагаемых на разведочном поле.

Следует выделить две группы приоритетных исследований по проблеме охраны окружающей среды.

Первая группа охватывает разработку специальных методов, технологии и технических средств предотвращения загрязнений. Их решение требует усиления и расширения масштабов исследований способов и средств очистки БСВ, обезвреживания и утилизации выбуренной породы и отработанных буровых растворов на водной и углеводородной основах.

Вторая группа проблем связана с совершенствованием технологических процессов и приемов работ по снижению загрязнения окружающей среды и охраны недр при строительстве, бурении и освоении скважин. В свете современных требований к защите окружающей среды все технологические процессы и оборудование необходимо разрабатывать по принципу замкнутых циклов и безотходной технологии, а исследования в области материалов, реагентов и добавок к буровым растворам должны быть ориентированы на создание биологически безвредных и активно биodeградирующих продуктов.

К этой группе задач следует также отнести: совершенствование методов рекультивации земель с учетом почвенно-ландшафтных условий; разработку рецептур нетоксичных буровых растворов; обеспечение качества крепления скважин и долговечности крепи, разработку специальных мер по изоляции горизонтов питьевых и лечебных вод и исключение попадания в них токсичных продуктов; совершенствование техники и технологии освоения скважин по направлениям, предусматривающим защиту объектов природной среды; разработку единых методик анализа загрязнений, отличающихся точностью, надежностью и хорошей воспроизводимостью результатов в промышленных условиях и др.

Проблема охраны водных богатств решается в двух основных направлениях: предотвращение сброса в водоемы нормативно неочищенных стоков и всемерное снижение объемов водозабора из поверхностных источников.

Водопотребление с последующим сбросом или утилизацией стоков на промыслах складывается из использования воды на цели бурения, поддержания пластового давления (ППД), эксплуатации скважин, транспорта и промышленной подготовки нефти, прочие производственные и хозяйственно-бытовые нужды. Наибольший объем потребляемой воды затрачивается на поддержание пластового давления. Для заводнения используется и большая доля водозабора из поверхностных источников водоснабжения. Поэтому главным направлением экономии водозабора из рек и озер является изыскание других пригодных для этих целей источников заводнения, а также внедрение более экономичных систем ППД.

Другой источник экономии поверхностных вод — замена их подземными источниками заводнения.

Водоохранным требованиям отвечает также внедрение более эффективных методов воздействия на нефтяные пласты. Так, экономия пресной воды достигается в результате применения нестационарного заводнения и закачки водогазовых смесей и диоксида углерода.

Сократить объемы использования пресной воды позволяет внедрение на кустовых насосных станциях (КНС) оборотного водоснабжения. Основной объем стоков на КНС складывается из стоков от разгрузки сальников и из утечек. Количество КНС, переводимых на частичное оборотное водоснабжение, увеличивается из года в год.

При бурении скважин широко применяют повторное использование воды. Этому способствует кустовое разбуривание месторождений. До 20 % сокращается расход воды в результате повторного использования задавочных жидкостей при ремонте скважин.

Загрязнение водоемов предотвращают очисткой, утилизацией или захоронением промышленных стоков.

В связи с тем, что строительство скважин связано с применением различных по составу, свойствам и токсичности материалов и химических реагентов, содержащихся в «буровом растворе, выбуренной породе и буровых сточных водах (БСВ), в производственных объединениях совершенствуются производственно-технологические процессы. Типовые схемы рационального размещения бурового оборудования предусматривают: повторное использование БСВ после их отстаивания в амбарах; сокращение площади шламовых и отстойных амбаров и способы их гидроизоляции; сооружение наземных сборно-разборных металлических и железобетонных амбаров для хранения бурового раствора и БСВ; контейнерный сбор и вывоз выбуренной породы; специальную обвязку для откачки и вывоза оставшихся после бурения растворов, реагентов, нефти.

В начале бурения скважин для всех производственно-технических нужд используют чистую воду. В дальнейшем для мойки производственных площадок, охлаждения штоков буровых насосов, обмыва резьбовых соединений бурильных труб, обслуживания механизмов очистки и регенерации растворов, приготовления и пополнения запаса бурового раствора и других работ обычно применяют оборотную воду.

БСВ — наиболее значительный по объему вид загрязненных отходов бурения. Загрязненные БСВ собирают в земляные амбары объемом до нескольких тысяч кубических метров. Учитывая неодинаковое загрязнение воды в различных точках водопользования, необходимо разработать технологическую схему сбора и хранения БСВ для их последующей очистки. В такой схеме важно предусмотреть первичные накопители (отстойные амбары, нефтеловушки), изолированные пленочными покрытиями и полимерными материалами.

В мире практикуется повторное использование бурового раствора, что особенно выгодно при кустовом бурении. В США, например, создана и функционирует сеть специальных баз, где наряду со свежеприготовленными буровыми растворами и порошкообразными материалами хранят отработанные буровые растворы. Причем стоимость их при прочих равных технологических показателях примерно в 2 раза ниже свежеприготовленных.

Перспективное направление утилизации буровых растворов — приготовление на их основе или с помощью добавок отверждаемых смесей и материалов, используемых в качестве тампонажного камня, строительного материала, удобрений для сельского хозяйства и т. д. В настоящее время ведутся разработки материалов, способных при взаимодействии с глинистым компонентом бурового раствора образовывать нетоксичные отверждаемые композиции, которые можно использовать для различных хозяйственных целей или захоронить в минеральном грунте без нанесения ущерба окружающей среде.

Другим направлением утилизации буровых растворов является получение из них глинопорошков. Доказана возможность регенерации компонентов основных видов буровых растворов на водной основе.

Особого внимания заслуживает проблема защиты окружающей среды при использовании растворов на нефтяной основе, кислот и щелочей. Нефть и нефтепродукты — устойчивые загрязнители среды. Поэтому применение растворов на нефтяной основе требует централизованного их приготовления, многократного использования, закрытой системы циркуляции. При этих мерах сводится к минимуму испарение легких фракций углеводородов в атмосферу, загрязнение почвы и водоемов. После окончания бурения растворы на нефтяной основе необходимо вывозить на базы хранения и уничтожать с помощью бактерий.

Выбуренную породу перед сбросом в море, по данным иностранных фирм, очищают от нефтепродуктов термическим способом или отмывкой специальным составом.

Методы утилизации отработанных буровых растворов

Одна из сложных проблем - проблема утилизации отработанных буровых растворов и шлама и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды. Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В этой области имеется богатый опыт зарубежных и отечественных организаций. Этот подход оправдан не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов. Так, фирмой "Шелл Канада" было пребурено 209 скважин, в результате чего образовалось свыше 30 тыс. м³ отходов бурения, основной объем которых составлял отработанный буровой раствор. Расчеты показали, что экономически целесообразным оказалось их повторное использование для бурения других скважин по сравнению с работами по обезвреживанию таких отходов или безопасному захоронению. Для этого была разработана специальная система сбора бурового раствора и его кондиционирования. Она предусматривает использование комплекта металлических отстойников и емкостей, а также очистное оборудование (выбросито с крупной и малой сетками, песко- и илоотделитель и центрифуги). Уходящий в отходы буровой шлам складывается в земляных котлованах, сооруженных на территории буровой, а после окончания бурения его смешивают с глиной и захороняют в этом же амбаре. Из ОБР, не поддающихся восстановлению, отделяют водную фазу с помощью центрифуг. Всего таким образом было получено 3500 м³ воды. Эту воду затем использовали для обработки остального объема ОБР с целью придания ему нужных технологических свойств. ОБР перевозили на другие скважины для бурения.

В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов также находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако это важное и экологически целесообразное направление утилизации ОБР не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ и при значительной удаленности буровых друг от друга, что экономически невыгодно. Расчеты показывают, что затраты на транспортировку ОБР на расстояние свыше 250 км начинают превышать стоимость раствора, приготавливаемого на месте.

Предложен метод утилизации ОБР - регенерации активных

компонентов буровых растворов путем получения из него глинопорошка. Показана принципиальная возможность получения из отходов бурения глинопорошка удовлетворительного качества. Однако основным недостатком этого метода утилизации - значительный расход углеводородного топлива на производство глинопорошка. Причем утилизации подлежит лишь отработанный неутяжеленный глинистый буровой раствор плотностью до 1,17-1,20 г/см³. Использование для этих целей распылительных сушилок конструкции НИИСтройкерамики (Россия) не позволяет ориентировать промышленную технологию получения глинопорошка в промысловых условиях из-за несовершенства конструкции сушилок, значительных габаритных размеров и необходимости создания специальной системы коммуникаций для обслуживания.

В зарубежной практике известен способ регенерации некоторых химических реагентов из отработанных буровых растворов путем обработки последнего специальными микроорганизмами и штаммами. Однако область применения его весьма ограничена из-за селективности действия используемых микроорганизмов и высокой чувствительности их к составу утилизируемого ОБР.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. При этом возможны два варианта. По первому варианту ОБР используется в качестве добавок к известным тампо-нажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин; по второму - в качестве основного тампонажного материала. Так, фирма "Дрессер Мэгко-бэр" разработала тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе, причем в составе ОБР допускается определенное содержание нефти и нефтепродуктов (дизельного топлива) и утяжелителя. При этом отмечается, что наличие утяжелителя играет положительную роль, так как он способствует увеличению прочности полученного тампонажного камня. К достоинствам такого материала относятся его хорошая совместимость с буровым раствором и отсутствие усадки. Тампонажный камень, твердеющий при температуре 88 °С, имел прочность на сжатие 4,9 и 6,3 МПа через 24 и 48 ч соответственно. Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно. Такой опыт имеется в отечественной практике. Другое направление - разработка специальных отверждаемых глинистых растворов (ОГР), выполняющих функции тампонажного камня при креплении скважин. Для этого в качестве отвердителя предлагается использовать алкилрезорцины с формалином. Такой материал пригоден для крепления скважин в интервале температур 20-50 °С. Однако реализация этого способа сдерживается высокой токсичностью применяемых веществ, трудностью регулирования сроков твердения буровых растворов и сложностью технологии обработки раствора на дневной поверхности.

Заслуживающим внимание способом утилизации ОБР является их использование в качестве основы удобряющих компостов и мелиорантов, предназначенных для внесения в почву при рекультивации шламовых амбаров и территории буровой, а также структурообразователя почвогрунтов. Пригодными для этих целей смогут быть лишь буровые растворы, не содержащие нефти и нефтепродуктов, хроматов и токсичных для почв минеральных солей. Наиболее целесообразно использовать такие

компосты и мелиоранты для солонцовых, песчаных и супесчаных почв, т.е. почв, обедненных глинистыми структурообразующими компонентами.

Глинистые ОБР, обрабатываемые в процессе бурения гуматными реагентами, не содержащими нефти и имеющие в своем составе 2 % минеральных солей, являются хорошими структурообразующими агентами для указанных выше типов почв. Наиболее ярко мелиорирующий эффект ОБР проявляется при его совместном использовании с фосфогипсом-дигидратом. Эффективность такого мелиоранта обусловлена содержанием в его составе структурообразующего глинистого коллоидного комплекса, рационального количества питательных для почв компонентов (гуматов калия, кальция, разлагающейся органики и др.), носителем которых служит ОБР, а также кальция, фосфора и других микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дигидратом.

Единственное ограничивающее условие применимости этого безусловно прогрессивного и практически доступного метода утилизации полужидких отходов бурения - состав ОБР, который не должен содержать вредных и токсичных для почв компонентов.

Наиболее прогрессивное направление утилизации ОБР - их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности при производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этому служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии, причем глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества (бентопорошок). Кроме того, в составе ОБР содержится значительное количество органических веществ и нефти, наличие которых обеспечивает высокий эффект вспучивания глинистой массы при обжиге.

Исследования подтверждают принципиальную возможность получения из ОБР керамзита и реальность осуществления его производства на действующих заводах без изменения существующей технологии.

В лабораторных и промышленных экспериментах использовали отработанный глинистый буровой раствор, содержащий до 75-80 % глины и выбуренной породы и до 6-8 % органических веществ в виде химических реагентов и нефти. Кроме того, в его состав входит до 12 % минеральных веществ (утяжелитель — барит, карбонаты, силикат, песок и др.). Эксперименты проводили по стандартным методикам, используемым в производстве строительной керамики. Для этого готовили исходную сырьевую смесь и сформированные из нее изделия (откатыши) обжигали при температуре 1100-1200 °С в печах по принятому технологическому регламенту. Сырьевая шихта была представлена как из собственно ОБР, так и из смеси карьерной глины, состав которой соответствует ГОСТ 25254-82, с ОБР, взятых в различных соотношениях.

Результаты исследований [5], показали, что сырьевая смесь на основе ОБР обладает хорошими технологическими свойствами (высокими значениями коэффициента консистенции и числа пластичности), а получаемый из них керамзитовый гравий имеет невысокую насыпную плотность (менее 0,35 г/см³), высокую прочность (1,8-1,9 МПа) и пористость (до 94 %) с преобладанием фракций размером от 5-10 до 10-20 мм. Керамзитовое изделие с указанными характеристиками в соответствии с ГОСТ 9759-83 относится к первой и высшей категориям

качества. Качество такого керамзитового гравия обусловлено в первую очередь хорошим эффектом вспучивания ОБР (коэффициент вспучивания более 1,8). При этом из 1 м³ ОБР получается 1,4-1,5 м³ керамзита.

Аналогичные результаты получены и при использовании ОБР в качестве добавки к традиционно применяемой карьерной глине. При этом получаемый керамзит также обладает хорошим качеством и высокими потребительскими свойствами.

Результаты промышленных испытаний [5] свидетельствуют о том, что из ОБР получается керамзит высокого качества, а производство такого материала не требует корректировки принятой технологии. При этом наиболее целесообразно ориентировать производство керамзита собственно из ОБР по "мокрому" способу, а при его использовании в качестве добавки к карьерной глине - по "сухому" или "полусухому" способу.

Весьма интересные результаты получены при оценке возможности использования ОБР для производства строительного кирпича. Для этого в исходную глинистую сырьевую смесь вводили различные количества ОБР и определяли реологические свойства шихты и свойства готового керамического изделия.

Для получения сырьевой смеси использовали суглинок (карьерная глина Краснодарского месторождения Краснодарского края), которая отвечает требованиям ГОСТ 9169-75. Химический состав суглинка следующий, %: SiO₂ - 62,76 - 68,6; Al₂O₃ - 11,81 - 14,25; Fe₂O₃ - 4,99-7,43; CaO - 1,81 - 4,91; MgO - 1,17-2,35; SO₂ - следы; P₂O₅ - 1,3-2,15; H₂O - 1,8-2,65; п.п. - 4,61-7,72.

Указанные суглинки относятся к низкодисперсному сырью, гранулометрический состав которого характеризуется (для тонкодисперсных фракций) следующими значениями размера фракций: r < 0,001-25,08 %; r < 0,01-43,73 %. Такие суглинки относятся к умеренно пластичному сырью (пластичность - 11,76 %).

В качестве отработанного глинистого бурового раствора использовали водоглинистую суспензию, твердая фаза которой содержала (массовая доля, %) в своем составе высококоллоидальную глинистую фракцию (10-50). Кроме того, в ОБР содержались (массовая доля, %) нефть и нефтепродукты (0,5-15) и органический углерод (1,5-5,0), а также вода (48,0-70,0).

Качество сырьевой шихты оценивали по показателям реологических свойств - формовочной влажности, пластической вязкости и предельному напряжению сдвига, а готового керамического изделия - по водопоглощению, усадке и прочности. Испытания проводили в лабораторных и промышленных условиях.

Для этого к исходной глиномассе, представленной суглинком, добавляли расчетное количество отработанного глинистого бурового раствора и смесь тщательно перемешивали на двух-вальцовом смесителе, после чего из полученной массы формировали образцы стандартного размера (250x120x65 мм). После двухсуточного подсушивания при температуре 46-50 °С образцы обжигали при температуре 960-980 °С в течение 54 ч по стандартному технологическому регламенту: зона подготовки (повышение температуры от 50 °С до 700 °С) - 20 ч; зона обжига (повышение температуры от 700 °С до 960-980 °С и поддержание ее на стабильном уровне) - 6 ч; зона закала (падение температуры от 700 °С до 50-60 °С) - 16 ч.

Результаты экспериментов проведенные в [5] показывают, что введение в традиционную сырьевую смесь для производства глиняного кирпича до 25 % ОБР не только не ухудшает показатели качества получаемого керамического изделия, но и существенно улучшает реологические свойства исходной шихты. При этом повышается формовочная влажность массы, ее пластическая вязкость, а показатель предельного напряжения сдвига находится в оптимальном диапазоне. Получаемый кирпич обладает высокими потребительскими свойствами - он характеризуется минимальной усадкой, незначительным водопоглощением и высокими прочностными показателями.

Выполненные исследования показали принципиальную возможность, практическую целесообразность и доступность технологии получения из отхода бурения (отработанного глинистого бурового раствора) как керамзита, так и глиняного кирпича с высокими потребительскими свойствами.

Указанное направление утилизации отходов бурения - наиболее эффективный способ решения не только проблемы охраны окружающей среды, но и проблемы ресурсосбережения.

Одно из интересных направлений утилизации ОБР и шлама - их использование в дорожном строительстве. Однако перспективность этого метода и его экономическая состоятельность еще не доказаны, так как рекомендуется использовать ОБР, содержащий в своем составе, судя по анализу полученных данных, как безвредные, так и токсичные компоненты. Только после проведения всесторонних исследований в этой области может быть сделан окончательный вывод о практической полезности и экологической чистоте этого метода.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, наиболее доступна их ликвидация путем захоронения. При этом практикуется захоронение ОБР и шлама в специально отведенных местах, глубокозалегающих подземных горизонтах, земляных амбарах непосредственно на территории буровой.

Захоронение отходов бурения после заканчивания скважин в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. Вместе с тем, захоронение отходов по этому способу - единственно возможный вариант решения природоохранной проблемы, например, при морском бурении, бурении в курортных и прибрежных водоохраных зонах, а также в экологически уязвимой местности.

Недостаточно распространен и метод захоронения жидких отходов, преимущественно ОБР, в глубокозалегающие подземные горизонты. Он может быть реализован только при наличии в разрезе разбуриваемого месторождения соответствующих геологических условий, обеспечивающих безопасное захоронение таких отходов.

Необходимое и обязательное условие при этом — наличие хорошо экранированных водонепроницаемых пластов с высокими емкостными свойствами, не имеющих гидродинамической связи с другими горизонтами. Кроме того, экономически целесообразно захоронение лишь в случае больших объемов закачки отходов, например при кустовом бурении. Несмотря на очевидную экологическую состоятельность такого метода ликвидации жидких отходов бурения, его техническая реализация

представляет определенную трудность.

В США практикуется закачка ОБР через обсадные трубы или кольцевое пространство в глубокие пласты с соленой водой. Пресноводные и продуктивные пласты изолируются с помощью цемента или труб. Этот метод допустим при очень жестких требованиях к пласту, намеченному для приема отходов, в целях исключения возможности их проникновения в другие объекты. Стоимость такой закачки составляет 22-29 долл, и, как считают специалисты, этот метод может стать одним из экономически выгодных методов ликвидации отходов.

В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почво-грунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Представляется неэкономичным и способ захоронения ОБР и БШ в специально отведенных местах. Существенный недостаток указанного метода - значительные транспортные расходы на вывоз ОБР с буровой, так как такие места захоронения, как правило, находятся на большом расстоянии от буровых.

В американской практике бурения известен и практикуется метод захоронения ОБР в земляных амбарах, стенки которых изолируются пленкой из полиэтилена или поливинилхлорида и бентонитом. Однако у нас в стране такой метод не получил должного распространения, хотя и заслуживает внимания.

Нашел частичное применение в зарубежной практике метод разбрызгивания ОБР на пахотные земли после предварительной его нейтрализации. Однако использование указанного метода ограничивается типом и системой обработки бурового раствора.

Анализ состояния вопроса свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от заражения. Этот доступный и практически повсеместно используемый метод локализации отходов бурения экономически оправдан лишь при условии обезвреживания захороняемой массы.

Методы обеззараживания отработанных буровых растворов и шлама

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев ОБР и буровой шлам захороняются в земляных амбарах непосредственно на территории буровой после окончания бурения скважины. Это решение не обеспечивает надежной экологической защиты мест захоронения отходов. Положение еще более усугубляется тем, что такой метод требует длительного времени ожидания подсыхания содержимого амбаров перед их засыпкой и последующей рекультивацией, а это невыгодно в плане рационального народнохозяйственного использования земель. Вместе с тем этот метод ликвидации отходов бурения наиболее доступен по сравнению с другими, несмотря на безвозвратные потери бурового раствора. Обезвреживание отходов позволяет повысить экологичность

таких работ и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и шламом, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Основные направления работ в области обезвреживания отходов бурения концентрируются на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и БШ. Физико-химическая нейтрализация содержимого шламовых амбаров представляется привлекательным методом предотвращения загрязнения объектов природной среды отходами бурения. В частности, предусматривается разделение ОБР на жидкую и твердые фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. С этой целью в США предложен способ разделения фаз ОБР. Для обработки используют флокулирующие добавки. Такие добавки вызывают коагуляцию жидкой части отходов и выпадение твердой фазы в осадок. После удаления из амбара осветленной воды оставшаяся масса вновь обрабатывается флокулянтами, и так продолжается до тех пор, пока вся основная часть воды не будет удалена из жидких отходов.

Один из методов - это метод разделения фаз ОБР с использованием сульфата алюминия и специальных флокулирующих агентов. Отделившаяся вода направляется для технических нужд бурения или приготовления нового бурового раствора. Вода отделяется с помощью декантирующей центрифуги, а оставшаяся часть ОБР направляется на фильтр-пресс, на котором происходит дальнейшее обезвоживание массы. Полученный шлам содержит до 30 % влаги и считается безвредным и затем сбрасывается в шламовый амбар для захоронения.

Наиболее перспективным представляется использование передвижных блочных установок для обработки отходов бурения. Так, фирма "ЭсТиБи Индастриз" разработала установку для непрерывной очистки отработанных буровых растворов - "Тэссфорд". Она состоит из блока двигателя, приемной емкости с мешалкой для хранения бурового раствора, погружного насоса, электроприводного устройства для перекачки дегидратированного бурового раствора и в случае необходимости дополнительного узла для физико-химической обработки воды. Производительность установки составляет до 10 м³/ч. Имеются и другие разработки, обеспечивающие глубокое обезвреживание отходов бурения.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды. Он реализуется следующим образом. В амбар с ОБР вводят коагулянт из расчета 1,5 кг на 1 м³ жидкой фазы. В указанном амбаре содержится примерно 50 % жидкой фазы. Коагулянт вводят при активном смешении его с ОБР с помощью цементировочного агрегата в течение 1,5-2,0 ч. Затем ОБР отстаивается в течение 1 сут. После отстоя осветленную воду откачивают на технологические нужды. Подвижную часть загущенного осадка буровым насосом откачивают из амбара и смешивают с вяжущим, например, с цементом из расчета 0,8 т на 1 м³ подвижной части загущенного осадка. Полученную смесь вводят в амбар и равномерно распределяют по поверхности придонной неподвижной части загущенного осадка. Отверждение поверхностного слоя загущенного осадка заканчивается через 2 сут. На отвержденную поверхность наносится экран из глины толщиной 0,3 м. Затем оставшуюся часть котлована за-

сыпают минеральным грунтом.

Предложенный способ пока не имеет достаточной реализации в промышленных условиях, что не позволяет судить о его рациональности. К тому же, значителен расход вяжущего.

Один из эффективных методов обезвреживания бурового шлама — окисление и гидрофобизация поверхности. Метод окисления органических загрязнителей, содержащихся в буровом шламе, обладает значительно меньшей эффективностью по сравнению с гидрофобизацией. Это одна из основных причин, не позволяющая рекомендовать метод окисления в практику обезвреживания буровых шламов.

Более перспективным, по мнению исследователей, является обезвреживание шлама методом гидрофобизации его поверхности с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующим действием электролитов. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ. Из известных растворов полимеров наибольшей эффективностью обладает сополимер малеинового ангидрида с акриламидом, который позволяет получать высокую степень гидрофобизации поверхности бурового шлама и, как следствие, обеспечивает необходимую глубину обезвреживания. Этот метод рекомендован, в основном, для обезвреживания шлама при морском бурении, так как эффект гидрофобизации поверхности усиливается при попадании обработанного таким полимером БШ в морскую среду. Однако из-за значительных расходов гидрофобизирующего агента и его дефицитности этот метод широкого распространения в практике буровых работ не получил.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органических веществ всех основных классов, присутствующих в буровом шламе. По мнению исследователей этот метод наиболее доступен и перспективен. Его практическая реализация осуществляется в печах специальной конструкции, в частности, в барабанной электрической печи. Она позволяет реализовать необходимые термические режимы для достижения глубокого обезвреживания шламовых масс с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов и других загрязнителей. Основным недостатком этого метода, сдерживающим его широкую практическую реализацию, является значительный расход электроэнергии на проведение обжига шлама.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющих органических составляющих (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

При содержании нефти более 5 % степень отмывки практически не изменяется и составляет в среднем 70-75 %. Загрязненность сточных вод извещенными веществами возрастает при увеличении содержания нефти до 5 %, а затем стабилизируется и остается на одном уровне. Влажность шлама также оказывает влияние на процесс и эффективность отмывки. Так, с ростом влажности отмечается увеличение степени отмывки, которое заметно сказывается на шламовых массах с влажностью до 20 % и практически не влияет на сильно увлажненные шламы (> 20 %). При этом максимальное значение степени отмывки достигает 70-75 % в

интервале влажности 15-20 %, которое в дальнейшем не изменяется. Аналогичную зависимость имеют кривые загрязненности стоков.

Приоритетным направлением обезвреживания указанных отходов бурения является их отверждение. Обезвреживающий эффект при этом достигается за счет превращения указанных отходов бурения в инертную консолидированную массу и связывания в ее структуре загрязняющих веществ, что практически исключает миграцию их за пределы отвержденного бурового раствора. Такую отвержденную массу можно захоронить в земляных амбарах непосредственно на территории буровой без нанесения ущерба окружающей среде. Ввод в ОБР активирующих добавок позволяет, кроме того, получать отвержденную массу, выдерживающую нагрузку, которую создает транспортная техника. При этом значительно упрощается процесс захоронения, обегчается последующая планировка и рекультивация амбаров, а также существенно сокращаются сроки возврата земель основному землепользователю.

Метод отверждения не только практически доступен, но и экономически выгоден. Об этом свидетельствуют и примерные расчеты сравнительной экономической эффективности использования известных методов обезвреживания и утилизации указанных отходов бурения.

Таким образом, метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой более выгоден по сравнению с другими методами с экологической и технико-экономической точек зрения.

За рубежом в качестве отверждающих составов предлагаются минеральные вяжущие с активными добавками, такими как оксид алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Эти составы в большинстве случаев многокомпонентны, добавка их в ОБР относительно высока, к тому же практически отсутствуют данные об их промысловой реализации.

Японскими специалистами для отверждения бурового шлама предложен состав, состоящий из портландцемента, безводного гипса и добавок порошкообразного материала некоторых солей. Фирма "Чемфикс Грассфорд Поллюшн Сервисэз" (Великобритания) рекомендует обрабатывать буровой шлам некоторыми растворами силикатов в присутствии коагулянтов. Получаемый при этом твердый материал может быть утилизирован, т.е. использован для покрытия автостоянок или сброшен на поверхность почвы без вреда для последней.

Расход вяжущего и сроки твердения ОБР и БШ сокращаются в случае применения в качестве активирующей добавки полимерных материалов. При этом формируется эластичная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и БШ; нефть и нефтепродукты как основные загрязнители природной среды не мигрируют за пределы отвержденной массы. Вместе с тем водоустойчивость такой полимерглинистой композиции намного ниже, чем на основе только минерального вяжущего.

Ряд исследователей предлагают применять для отверждения указанных отходов бурения фенолформальдегидные смолы. При этом получены положительные результаты по консолидации, однако необходимого обезвреживающего эффекта не достигается. К тому же, одна из составляющих этого материала (фенол) представляет собой крайне токсичное вещество, относящееся ко II группе токсичности. Все это не дает основания рекомендовать такие отверждающие составы для обезвреживания ОБР и БШ.

Все разрабатываемые отверждающие составы имели цель - придать отвержденной массе ОБР и БШ прочностные характеристики. Для оценки экологичности все отвержденные массы исследовали на токсичность по методикам Минздрава, по результатам которых были получены соответствующие первично-токсикологические паспорта.

Установлено, что количество вводимого отвердителя оказывает существенное влияние на процесс твердения. При этом дозировка портландцемента, необходимая для получения консолидированной массы с требуемыми для практики свойствами, составляет не менее 40 %. При такой дозировке время, необходимое для получения консолидированной массы с приемлемыми прочностными характеристиками, не превышает 7 сут. Отвержденная масса, полученная в таких условиях, достаточно устойчива к агрессивному воздействию водной среды и не теряет своих прочностных свойств при ее выдержке в воде (прочность на сжатие не изменяется). Одновременно с ростом количества вводимого в ОБР отверждающего агента отмечается снижение вымываемости из консолидированной массы загрязнителей органической породы.

При отверждении ОБР нефть и нефтепродукты полностью связываются в структуре консолидированной массы и водой из нее не вымываются даже при длительном хранении образцов в водной среде (56 сут).

Исследования показали, что из минеральных вяжущих высокий обезвреживающий эффект обеспечивает портландцемент, фосфогипс, полугидрат, магнезиальный цемент и смесь цемента с доломитовой мукой состава "Роса". Их использование позволяет достаточно эффективно решать вопрос обезвреживания ОБР и шлама в широком спектре загрязненности таких отходов бурения.

Одним из достоинств таких отверждающих составов является то, что они превращают отходы бурения в консолидированные массы с высокими прочностными свойствами. Последнее представляется важным фактором при засыпке амбаров с отвержденной массой и последующей рекультивацией, так как при этом создаются условия для безопасного использования для этих целей необходимой транспортной техники.

Расходы вяжущего и сроки твердения ОБР и шлама существенно сокращаются в случае применения в качестве активирующей обезвреживающей добавки высокомолекулярных соединений на основе полиизоцианатов. При этом формируется эластичноподобная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и шлама. Вместе с тем водостойкость такой полимерглинистой массы намного меньше, чем на основе минерального вяжущего. Следует отметить также дефицитность полиизоцианатов и их высокую стоимость.

Указанных недостатков лишены быстротвердеющие составы на основе силиката натрия и цемента с добавками различных активных материалов (цеолит, фильтроперлит, доломитовая мука и др.). При обработке ОБР и шлама такими составами процесс твердения протекает в две стадии: на первой стадии происходит резкое загущение массы с выраженным процессом отверждения, на второй — подсыхание массы и дальнейший набор прочности. Результаты оценки эффективности быстротвердеющих составов свидетельствуют об их практической ценности и целесообразности широкого внедрения в промышленную практику.

Результаты экспериментов [5] свидетельствуют о том, что значения указанных показателей находятся в допустимых пределах независимо от

типа используемых отверждающих составов. Это дает основание считать, что такие технологические свойства отвержденных отходов бурения позволяют обеспечивать качественную засыпку и успешное проведение рекультивации амбаров с находящимися в них отвержденными отходами с использованием традиционной техники.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные аспекты охраны окружающей среды.
2. Какие требования предъявляются в современных условиях к проблеме охраны окружающей среды?
3. Каковы основные требования к охране воздушной и водной среды?
4. Назовите требования по охране земной поверхности.
5. В чем заключаются отраслевые принципы замкнутых циклов ведения работ и безотходной технологии?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрикосов И.Х., Гутман И.С. Общая, нефтепромысловая геология. М., «Недра», 1974. 357.
2. Муравьев В.М. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М. «Недра», 1978.
3. Молчанов А.Г., Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. 1976.328 с.
4. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана. Справочник. Алматы, 2003.- 400 с. Авторы: Аманниязов К.Н., Ахметов А.С. Кожамет К.А.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин. Учеб.пособие для вузов. М.: «Недра-Бизнесцентр» 2000.-670 с.
6. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. А.Д.Амиров, К.А. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский и др. М., «Недра» 1979, с. 309
7. Аветисов А.Г., Кошелев А.Т., Крылов В.И. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1981. 215 с.
8. Раабен А.А. и др. Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования: Учеб. Для техникумов. М.: «Недра» 1989.-383 с.:ил.
9. Муравьев В.М. Справочник мастера по добыче нефти. М.: «Недра».
10. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т.-М.:Недра,2000.-Т.1. Б91 – 269 с.:ил.